

INNERGEX

Énergie renouvelable.
Développement durable.

RAPPORT ANNUEL AU 31 DÉCEMBRE 2020



Innergex énergie renouvelable inc. croit en un monde dans lequel de l'énergie renouvelable abondante favorise des communautés plus saines et encourage le partage de la prospérité depuis maintenant plus de 30 ans. À titre de producteur indépendant d'énergie renouvelable qui développe, acquiert, détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des parcs solaires et des installations de stockage d'énergie, Innergex est convaincue que l'énergie renouvelable ouvrira la voie à un monde meilleur. Innergex exerce ses activités au Canada, aux États-Unis, en France et au Chili, et est guidée par sa philosophie de développement durable qui vise un équilibre entre les personnes, notre planète et la prospérité. Ses actions se négocient à la Bourse de Toronto (« TSX ») sous les symboles INE, INE.PR.A et INE.PR.C et ses débetures convertibles sous les symboles INE.DB.B et INE.DB.C.

NOTRE HISTOIRE

1990	Fondation d'Innergex au Canada
1994	Première centrale hydroélectrique au Québec (Saint-Paulin)
1999	Première centrale hydroélectrique en Ontario (Batawa)
2000	Première acquisition au Québec (Montmagny)
2003	Premier appel public à l'épargne d'Innergex Énergie, Fonds de revenu (IEF.UN)
2004	Fondation du partenariat de Cartier Énergie Éolienne et première acquisition aux États-Unis (Horseshoe Bend)
2005	Première centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique (Rutherford Creek)
2006	Premier parc éolien au Québec (Baie-des-Sables)
2007	Premier appel public à l'épargne d'Innergex énergie renouvelable inc. (TSX:INE)
2010	IEF.UN a fusionné avec TSX:INE
2011	Acquisition de notre premier parc solaire (Stardale)
2013	Premier parc éolien communautaire en partenariat avec la MRC de Rivière-du-Loup (Viger-Denonville)
2016	Première acquisition en France (sept parcs éoliens)
2018	Acquisition d'Alterra Power Corp. et des parcs éoliens Cartier et coentreprise avec Energía Llaima au Chili (50 %)
2019	Mise en service de notre plus grand parc solaire et de notre plus grand parc éolien au Texas (Phoebe et Foard City)
2020	Alliance stratégique avec Hydro-Québec et acquisitions au Chili (Salvador) et aux États-Unis (Mountain Air)



TABLE DES MATIÈRES

Message aux actionnaires	Rapport de gestion	Responsabilité de l'information financière	Rapport de l'auditeur indépendant	États financiers consolidés	Notes complémentaires aux états financiers consolidés
P4	P20	P89	P90	P98	P104

DONNÉES CLÉS

Innergex évalue son rendement à l'aide d'indicateurs de rendement clés. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur ses capacités de production et de génération de liquidités, sa capacité à verser des dividendes et sa capacité à financer sa croissance.

Ces indicateurs ne sont pas des mesures reconnues et n'ont pas de signification prescrite selon les IFRS et pourraient, par conséquent, ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS LIÉS À LA PRODUCTION

Comparaison de la production en mégawattheures (« MWh ») et en gigawattheures (« GWh ») par rapport à la production moyenne à long terme (« PMLT »)

Production et production proportionnelle

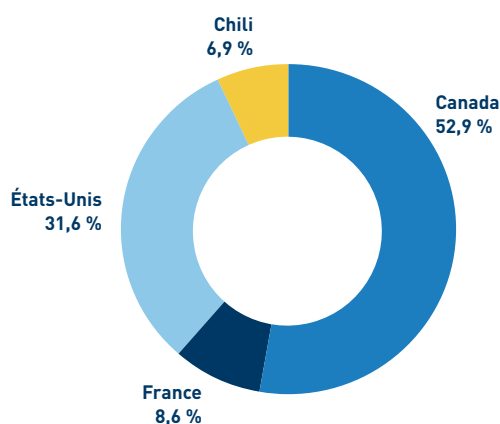
INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS FINANCIERS

Produits et produits proportionnels
 BAIIA ajusté, marge du BAIIA ajusté et BAIIA ajusté proportionnel
 Bénéfice net (perte nette) ajusté(e)
 Flux de trésorerie disponibles
 Ratio de distribution

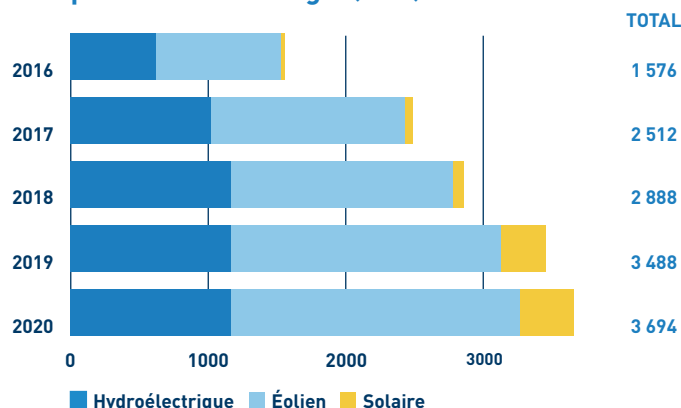
INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS SUR LE PLAN DE L'EXPLOITATION

Au 25 février 2021, la Société comptait quatre secteurs géographiques et trois secteurs opérationnels.

Puissance installée brute par pays (MW)



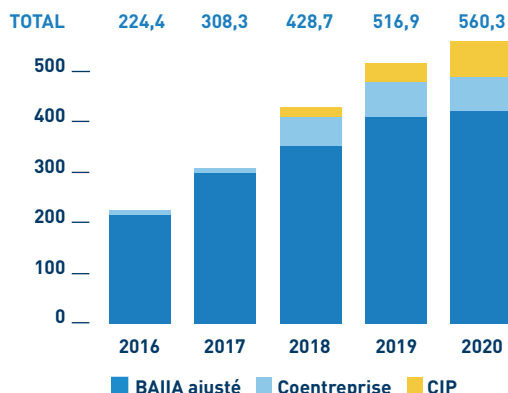
Puissance installée brute par source d'énergie (MW)



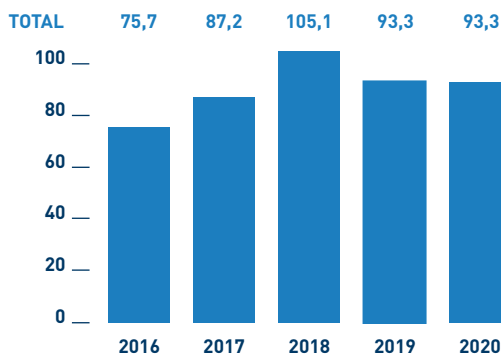
* Puissance installée brute pour les activités poursuivies.

INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS SUR LE PLAN FINANCIER

BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)



Flux de trésorerie disponibles (en M\$)





MESSAGE AUX ACTIONNAIRES

30 ANS DE CROISSANCE, 30 ANS DE SUCCÈS

En 2020, Innergex a célébré son 30e anniversaire. Franchir une étape aussi importante nous incite à prendre le temps d'apprécier tout le chemin parcouru. De pionnier dans le domaine émergent de l'énergie renouvelable en 1990, Innergex possède et exploite aujourd'hui un portefeuille de 75 installations, réparties sur trois continents, pour une puissance installée totale de 3 694 MW. Alors que les énergies renouvelables, la transition énergétique et les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre sont maintenant des incontournables mondialement, Innergex poursuit sa croissance, appuyée par un nouvel actionnaire principal et partenaire dans une alliance stratégique : Hydro-Québec.

En plus de marquer un jalon important de notre histoire, 2020 sera d'abord reconnue pour l'éclosion d'une pandémie mondiale et ses incidences sur la santé de la population et l'économie. Alors que notre priorité fut d'assurer la santé et la sécurité de nos employés sur nos sites en exploitation et en construction, de même que celle de nos employés de bureau, nous avons réussi à poursuivre nos activités de production d'électricité jugées essentielles dans toutes les régions où nous sommes présents.

Finalement, 2020 aura aussi marqué le début d'une nouvelle ère de sensibilisation à la menace climatique et à l'importance des énergies renouvelables. La durabilité aura pris une place plus importante encore dans la transition vers un monde meilleur. Innergex est très bien positionnée pour saisir les occasions qui découleront de cet engouement, forte d'un modèle d'affaires durable basé sur les 3 P du développement durable : les Personnes, notre Planète et la Prospérité, d'une expertise de plus de 30 ans dans le domaine et d'une capacité d'innovation et d'intégration des nouvelles technologies.

Nous semblons tous avoir enfin compris l'urgence d'agir tout autour de la planète et nous contribuerons à cette lutte mondiale par notre mission de créer un monde meilleur grâce à l'énergie renouvelable.

FAITS SAILLANTS DE NOTRE 30e

Cette année a commencé en force avec l'annonce de l'Alliance stratégique entre Innergex et Hydro-Québec. La solidité d'Hydro-Québec, son expertise de haut niveau, son excellente réputation à l'international et son désir d'agrandir sa portée au-delà de son territoire cadrent très bien avec notre culture entrepreneuriale, notre agilité opérationnelle et notre connaissance des marchés internationaux.

Ensemble, nous pourrions devenir un joueur important et nous appuyer sur nos forces respectives pour accélérer notre développement en Amérique du Nord, en Amérique latine et en Europe.

À cette Alliance stratégique s'ajoute un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex au profit d'Hydro-Québec grâce auquel nous avons pu réaliser l'acquisition du parc solaire Salvador au Chili et des parcs éoliens Mountain Air en Idaho. La filiale EVLO d'Hydro-Québec a également remporté un appel d'offres pour le projet de stockage par batteries Tonnerre en France piloté par Innergex. Ce premier projet de travail conjoint permettra le déploiement en primeur de la toute nouvelle batterie brevetée d'Hydro-Québec fonctionnant au phosphate de fer lithié.

Innergex poursuit également son développement à l'extérieur de cette alliance. Dans le marché effervescent des énergies renouvelables aux États-Unis, de nombreuses occasions se sont présentées en 2020. Tout d'abord, la construction du projet solaire Hillcrest, en Ohio, a débuté en janvier et s'est poursuivie toute l'année, malgré la pandémie. Sa mise en service complète est prévue au deuxième trimestre de 2021. De plus, une prolongation des crédits d'impôt à la production du Département du Trésor américain au printemps dernier a permis de commencer rapidement la construction du projet éolien de Griffin Trail au Texas en septembre, de clôturer son financement en décembre et d'anticiper sa mise en service à l'été 2021. Ces deux projets s'ajoutent à une longue liste d'activités de développement qui avance rapidement, dont la construction de certains projets pourrait débuter dès 2021. C'est le cas d'ailleurs de deux projets solaires couplés à des batteries à Hawaii dont le début de la construction est imminent. Deux autres projets dans la même région ont aussi obtenu un contrat d'achat d'électricité au cours de 2020.

Après plusieurs années de travail, nous avons entrepris la construction de notre premier projet éolien initié par l'équipe d'Innergex en France, Yonne II, dont la mise en service est prévue au premier trimestre 2021, en plus de faire progresser plusieurs autres projets d'Innergex dans ce marché. Nous avons aussi poursuivi la construction de notre centrale hydroélectrique au Nunavik, Innavik, commencée en 2019. Les activités ont été légèrement retardées au printemps dernier par la pandémie, mais le travail s'est bien rattrapé par la suite et respecte le calendrier initial. Innavik, qui sera notre 45e installation au Canada, table sur notre grande expertise hydroélectrique, mais surtout sur notre tradition d'enracinement et de partage avec la communauté. Chez Innergex, nous savons que pour rendre la croissance plus durable, il faut non seulement protéger la planète, mais aussi contribuer à l'épanouissement des communautés hôtes.

RÉPONDRE GÉNÉREUSEMENT À UNE CRISE SANITAIRE ET ÉCONOMIQUE

La pandémie de COVID-19 a eu un effet dévastateur pour beaucoup de personnes et des conséquences graves sur la prospérité, mais notre modèle d'affaires nous a permis de nous montrer résilients.

La COVID a d'abord créé un important casse-tête logistique pour nos employés, que nous avons tenu à protéger immédiatement. Des solutions ont été rapidement déployées par nos équipes d'exploitation, qui ont réussi à maintenir nos activités tout en minimisant les risques de transmission du virus. Les entretiens majeurs ont pu être complétés et nous saluons le professionnalisme et la rigueur de nos employés et sous-traitants.

Nos employés de bureau ont aussi dû s'adapter à une nouvelle réalité, avec le télétravail qui est en vigueur depuis mars et jusqu'à ce jour. Grâce à leur adaptabilité et leur professionnalisme, toutes les tâches et priorités ont été accomplies.

Au niveau de la prospérité, le principal impact sur nos activités a été l'imposition d'avis de réduction par BC Hydro, invoquant la force majeure, ce que nous contestons bien que nous nous soyons conformés, mais sous toute réserve.

Cette pandémie a tout de même eu le bon côté de faire ressortir la générosité de nos employés. Ensemble, nous avons convenu que les sommes allouées pour célébrer notre 30e anniversaire soient réaffectées au soutien des communautés, partout autour de nos installations et bureaux.

Les employés ont également fait preuve d'une grande générosité, en contribuant de leur propre initiative pour porter le montant total de notre aide, via la campagne « Le temps est à la solidarité », à près de 265 000 \$ en soutien à ceux qui ont été affectés par la crise sanitaire et économique.

EN FAIRE PLUS POUR NOTRE PLANÈTE

Malgré la crise sanitaire et économique que nous vivons, les considérations liées à la planète sont restées au cœur de nos activités et processus décisionnels en 2020.

Nous continuons de miser sur le déploiement des énergies renouvelables et de technologies vertes et innovantes afin d'accélérer la transition énergétique mondiale.

Nous savons que le stockage d'énergie est l'élément clé d'une transition énergétique réussie et durable, et c'est pourquoi nous allons passer de l'exploration au déploiement de technologies de stockage par batteries, comme à notre projet Tonnerre et à nos projets à Hawaii. Nous allons aussi explorer l'hydrogène vert qui, en plus d'offrir des perspectives intéressantes de stockage d'énergie, pourrait bien devenir le carburant vert du 21e siècle. Nous explorerons des partenariats novateurs avec des industriels qui connaissent l'hydrogène et ont besoin d'experts en production d'électricité verte – ce que nous sommes depuis 30 ans.

Notre ligne directrice est d'ajouter de la valeur à l'électron vert que nous produisons, sachant que cette valeur peut se trouver au-delà des marchés de l'électricité conventionnels.

Nous allons poursuivre notre développement organique aux États-Unis comme en France où nous préparons plusieurs projets éoliens, mais aussi solaires et de stockage. Au Chili, nous continuerons d'investir dans des acquisitions et des projets à développer, dans le cadre de notre partenariat avec Energía Llaima, mais aussi directement.

Au Canada, nous demeurons à l'affût de nouvelles occasions de développement d'énergie renouvelable, car la relance verte nécessitera davantage d'électricité propre. Il faut d'abord faire de l'électricité fossile une chose du passé partout au Canada tout en augmentant la production renouvelable, et ce, même dans les provinces déjà alimentées à l'énergie propre, mais dont les transports ou le chauffage dépendent encore largement des énergies fossiles. Ainsi, nous cherchons à nouer des partenariats avec des communautés pour développer des projets d'énergie renouvelable qui généreraient des avantages économiques immédiats par la création d'emplois tout en contribuant largement à la réalisation de nos objectifs climatiques au pays afin de promouvoir un développement durable d'un océan à l'autre.

CONSTRUIRE UN MONDE MEILLEUR GRÂCE À NOS PERSONNES

Depuis nos débuts, nous croyons que l'énergie renouvelable favorise des communautés plus saines et encourage le partage de la prospérité et notre vision est partagée par un nombre grandissant de partenaires. L'équipe d'Innergex façonne des projets d'énergie renouvelable uniques en alliant son expertise à son envie de faire une différence positive, et elle jouit de l'appui d'un conseil d'administration expérimenté, qui compte désormais deux nouveaux administrateurs qui enrichissent les discussions grâce à leur savoir. Nous renforçons notre gouvernance avec de nouvelles pratiques, des politiques mises à jour et une anticipation des tendances pour lesquelles nous remercions les administrateurs.

Notre démarche habile et flexible, surtout en ces temps de pandémie, démontre à quel point notre équipe de collègues talentueux est exceptionnelle. Merci de vos efforts et de votre adaptabilité, ainsi que de votre proactivité lorsque vous proposez des idées innovantes pour soutenir notre croissance durable.

Finalement, nos projets ne seraient ce qu'ils sont sans l'apport de nos investisseurs, partenaires, fournisseurs et des communautés qui les accueillent. Nous vous remercions de travailler avec nous à créer un monde meilleur.

Michel Letellier, MBA

Président et chef de la direction

Depuis sa fondation, Innergex a été parrainée par des gens extraordinaires. M. Jean La Couture est l'une des personnes clés qui ont su guider notre Société afin qu'elle grandisse de façon durable. Présent au sein de notre conseil depuis le début des années 2000, M. La Couture en a pris la direction en 2010. Depuis lors, il a assuré à l'entreprise une gouvernance et une reddition de comptes exemplaires. Le plus fondamental c'est que, grâce à son expérience, il a su anticiper les questions complexes qui se sont présentées lors de notre expansion.

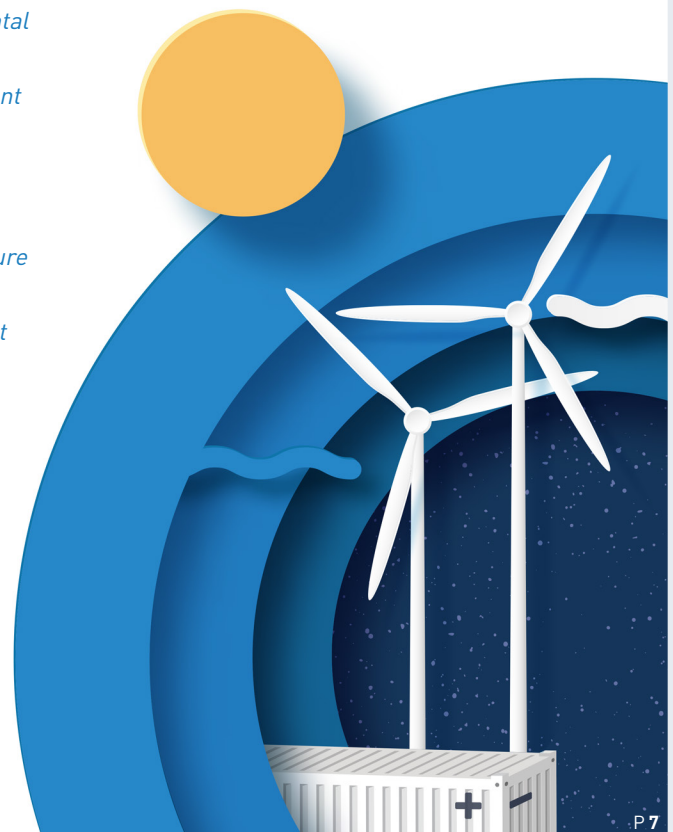
Au nom des employés, des actionnaires, des partenaires et parties prenantes d'Innergex, je tiens à remercier M. La Couture pour son engagement exceptionnel qui a façonné ce qu'Innergex est devenue. En tant que président et chef de la direction, je peux témoigner du plaisir de travailler avec un entrepreneur d'expérience comme lui. Innergex pourra poursuivre sa croissance, forte de l'héritage de ce grand homme.

Jean La Couture, FCPA, FCA

Président du conseil d'administration

C'est la dernière année où j'agirai en tant que président du conseil d'Innergex. J'ai vu au cours de ces 15 dernières années cette entreprise grandir, mais surtout sa direction grandir en leadership, intégrité et souci pour les personnes.

Je suis très heureux d'avoir été témoin de l'évolution d'une entreprise québécoise, dynamique et utile à la planète.



GUIDÉS PAR LES TROIS P DU DÉVELOPPEMENT DURABLE POUR CRÉER UN MONDE MEILLEUR

Chez Innergex, nous sommes guidés par notre conviction que le développement durable doit créer un rapport équilibré entre les personnes, notre planète et la prospérité. Nos personnes, par les innovations qu'elles apportent, par leur dynamisme et par leur expertise, sont le moteur de notre succès. En continuant d'axer nos activités sur la production et l'approvisionnement d'énergie provenant exclusivement de sources renouvelables, nous contribuons à améliorer la santé de la planète pour tous. C'est en créant de la prospérité et en cultivant les occasions autant à l'interne qu'à l'externe que nous pouvons continuer à influencer positivement sur nos employés, nos collectivités et nos parties prenantes.

LES PERSONNES LE MOTEUR DE NOTRE SUCCÈS

La somme de compétences, d'expérience et de connaissances de nos employés est, et sera toujours, le pilier de notre succès. Innergex est fière d'offrir un milieu de travail sûr qui ne se limite pas à encourager l'innovation et l'inclusion, mais qui favorise également la collaboration. Nos employés de bureau travaillent cette année depuis leur domicile par mesure de sécurité, et des programmes de sécurité exhaustifs ont été mis sur pied pour nos employés œuvrant à nos installations. Nous souhaitons souligner la capacité d'adaptation et la résilience dont chacun d'eux a fait preuve et grâce auxquelles nous avons pu poursuivre notre croissance sans perdre le rythme tout au long de la présente pandémie. Nous avons pour objectif d'attirer des experts dans leurs domaines qui ont comme nous la passion de rendre ce monde meilleur tout en assurant une croissance économique.

EN 2020

La rémunération de nos employés est juste et concurrentielle, et les **SALAIRES ET AVANTAGES SOCIAUX** payés se sont élevés à

48,6 MILLIONS \$¹

1. Comparativement à 46,0 millions \$ en 2019. Ce montant comprend les salaires et avantages sociaux capitalisés pour les projets en construction ou en développement, et les salaires et avantages sociaux imputés aux coentreprises et entreprises associées.

Dans un souci de favoriser l'équilibre des chances dans notre milieu de travail, nous sommes très fiers de compter

28,5% DE DIRIGEANTES et
34,8% DE FEMMES OCCUPANT D'AUTRES POSTES DE GESTION



Nous avons mis en place un programme d'aide aux employés et à leur famille **PLUS ÉTOFFÉ ET PLUS AVANTAGEUX**

Tous les employés de bureau ont travaillé de leur domicile depuis mars 2020 et des



PROGRAMMES DE SÉCURITÉ COVID-19 EXHAUSTIFS

ont été mis sur pied dans toutes nos installations en exploitation pour y assurer la protection des opérateurs et des autres employés

Notre sondage éclair des employés a connu un

TAUX DE RÉPONSE DE 81%

NOTRE PLANÈTE CRÉER UN ENVIRONNEMENT PLUS PROPRE

Depuis plus de 30 ans, Innergex joue un rôle d'avant-plan dans la mise en œuvre de solutions et d'agents de changement afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) dans la production d'énergie. Innergex a toujours le développement responsable des ressources naturelles à cœur, et nous travaillons en symbiose avec la nature, exploitant l'énergie des rayons du soleil, le débit naturel de l'eau et le mouvement de l'air. Notre vision à long terme du développement durable, à laquelle s'ajoute notre contribution à l'atteinte des objectifs en matière d'émissions mondiales de carbone et de carboneutralité, permet à Innergex de continuer à produire des résultats et à créer un monde meilleur. Nous croyons que le développement durable ne tient pas uniquement à ce que nous faisons, c'est-à-dire produire de l'énergie renouvelable, mais également à la façon dont nous le faisons.

EN 2020

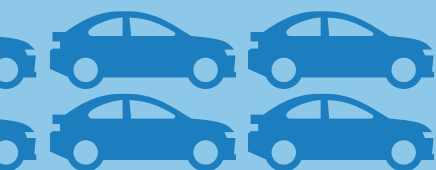
Nos installations n'émettent aucune quantité importante de GES et produisent de l'électricité verte qui réduit également les émissions de GES.

Les émissions de GES compensées par l'énergie propre et renouvelable produite par Innergex étaient d'environ

6 780 613

TONNES MÉTRIQUES DE CO₂,
ce qui équivaut à avoir
RETIRÉ

1 464 908



VÉHICULES À
ESSENCE

de nos routes
durant l'année ¹

612 000\$

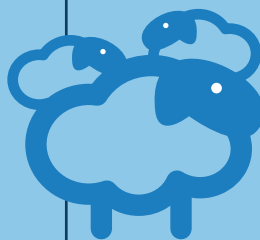
ONT ÉTÉ DÉBOURSÉS POUR
ASSURER LA TENUE D'ÉTUDES
DE SUIVI ENVIRONNEMENTAL
À LONG TERME concernant les
poissons, la faune et leurs habitats
dans et autour de nos installations

Nous avons alimenté
l'équivalent de

1 007 462

FOYERS avec de l'énergie propre
et renouvelable ²

Nous avons mis sur pied avec
succès un programme de gestion de
la végétation à notre parc solaire
Phoebe, au Texas, en utilisant



UN TROUPEAU DE
55 À 77 MOUTONS
qui broutent l'étendue des

1 395

ACRES de l'installation

1. Basé sur la production proportionnelle 2020 d'Innergex, soit 9 590 140 MWh et calcul selon <https://www.epa.gov/energy/greenhouse-gas-equivalencies-calculator>.

2. Basé sur la production proportionnelle 2020 d'Innergex dans chaque pays où nous sommes en activité, divisé par la consommation locale moyenne des foyers, avec des données provenant du Conseil mondial de l'énergie (2014).

LA PROSPÉRITÉ STIMULER L'ÉCONOMIE VERTE

L'énergie renouvelable offre une voie de reprise économique qui permettra de sortir de la pandémie pour entrer dans un monde plus fort, plus inclusif et plus durable. La décarbonisation de l'économie, que soutiennent les cadres nationaux et régionaux pour le climat, offre une occasion sans précédent de croissance pour le futur. En augmentant la part mondiale d'énergie verte, Innergex continuera d'ouvrir la voie vers un monde plus prospère pour tous.

EN 2020

Nos programmes de commandites
et de dons ont permis de soutenir

134 ORGANISMES
qui se sont partagé

731 425 \$

EN FINANCEMENT

Dans un effort collectif,
Innergex a versé

PLUS DE 227 000 \$
AUX INITIATIVES
D'AIDE HUMANITAIRE
EN LIEN AVEC
LA COVID-19

dans les pays où nous
exerçons nos activités,
et cette somme a été bonifiée de

37 225 \$

par nos employés



Innergex

A DÉCLARÉ

125 542 953 \$

DE DIVIDENDES

sur les actions ordinaires

HYDRO-QUÉBEC EST
DEVENUE LA PRINCIPALE
ACTIONNAIRE,
DE LA SOCIÉTÉ,
ayant souscrit à

19,9 %

des actions ordinaires
émises et en circulation
le 6 février
dans le cadre
d'un placement privé



GOVERNANCE

CONTRIBUER À UN AVENIR PLUS PROMETTEUR EN SE DOTANT D'UNE VISION CLAIRE

Pour faire avancer les choses, il faut se doter d'une vision claire et globale. Le conseil d'administration d'Innergex fixe et dirige l'orientation générale de la Société afin d'assurer sa croissance continue, et ce, en tenant compte des intérêts de ses actionnaires, de ses partenaires, de ses employés et des autres parties prenantes. Chacun de ses membres amène une expérience et une expertise d'une grande richesse pour veiller à ce que non seulement les activités commerciales soient menées de façon éthique et juste, mais que les décisions soient prises sur la base de la meilleure information disponible.

EN 2020

9 membres du conseil
d'administration sur 11, soit

82% d'entre eux,
sont considérés

INDÉPENDANTS

À la fin de l'année 2020,
L'ÂGE MOYEN
des membres du conseil
d'administration était de

62 ANS

100%

DES EMPLOYÉS

ont participé à
la formation et signé le
formulaire de confirmation annuelle

DU CODE DE CONDUITE

pour réaffirmer leur engagement
à en respecter les normes



Le **TAUX DE PRÉSENCE
COMBINÉ** aux réunions
du conseil d'administration
et des comités était de

100%

Le conseil
d'administration compte
PLUSIEURS MEMBRES
qui sont considérés comme
DES EXPERTS en matière de
critères environnementaux,
sociaux et de gouvernance
**(CRITÈRES
ESG)**



STRATÉGIE DE LA SOCIÉTÉ

Innergex développe, acquiert, détient et exploite des installations de production d'énergie renouvelable et concentre ses activités dans la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire et dans les technologies de stockage de l'énergie.

L'objectif fondamental de la Société est de créer de la richesse en gérant de façon efficiente ses actifs d'énergie renouvelable de grande qualité et en poursuivant avec succès sa croissance.

Guidée par sa philosophie, qui vise un équilibre entre investir dans les personnes, prendre soin de notre planète et générer de la prospérité en partageant les retombées économiques avec les communautés locales et en créant de la valeur pour ses actionnaires, Innergex s'engage à produire de l'énergie à partir de sources renouvelables durables exclusivement et à fournir une capacité de stockage de l'énergie.

Innergex s'engage à développer, à acquérir, à détenir et à exploiter des installations d'énergie renouvelable exclusivement, qui génèrent des flux de trésorerie constants, offrent un rendement sur le capital investi attrayant et ajusté au risque et permettent la distribution d'un dividende durable.

En exploitant l'énergie des rayons du soleil, le flux naturel de l'eau et le mouvement de l'air, nous travaillons avec la nature pour produire de l'énergie propre pour un avenir meilleur.

Innergex possède des participations dans 37 centrales hydroélectriques localisées sur 31 bassins versants, 32 parcs éoliens et 6 parcs solaires. L'expertise et l'innovation développées par notre équipe qualifiée dans différents types d'énergie et divers lieux peuvent être mises à profit et partagées entre les membres de la Société afin de maximiser le rendement de nos actifs de grande qualité.

METTRE LE CAP SUR UNE CROISSANCE DURABLE

La transition vers une économie sans carbone sera menée par le secteur de l'énergie renouvelable. Innergex se trouve dans une bonne position pour poursuivre sa croissance stratégique et contribuer à la protection du climat en optimisant et en développant davantage son portefeuille d'installations d'énergie renouvelable. Pour ce faire, la Société s'est fixé quatre objectifs stratégiques à atteindre d'ici 2025 :

- **Croître responsablement** : Concentrer notre croissance sur nos marchés actuels et cibler des opportunités dans les marchés voisins
- **Bâtir notre expertise** : Devenir un expert dans le déploiement de technologies de stockage de l'énergie
- **Optimiser nos opérations** : Valoriser l'expertise et l'innovation pour maximiser les rendements de nos actifs de grande qualité
- **Diversifier nos activités** : Augmenter la diversification des activités et des actifs de la Société

La Société s'appuiera sur son expérience pour réaliser des acquisitions et développer de nouveaux projets. Elle adoptera et maîtrisera de nouvelles technologies, principalement le stockage de l'énergie, élargira sa clientèle au-delà des services publics traditionnels et déploiera de nouveaux modèles commerciaux grâce auxquels elle offrira une plus grande valeur aux électrons produits et stockés.

Innergex jouit d'une solide expérience, comptant des décennies de production d'énergie verte à partir de ses actifs de qualité. Ses installations d'énergie renouvelable existantes sont exploitées par une équipe dévouée de professionnels qualifiés qui continueront à optimiser les opérations et à assurer un entretien de qualité.

Malgré l'intérêt grandissant pour le développement de l'énergie renouvelable qui amène de nouveaux acteurs dans le secteur, Innergex compte rester fidèle à l'approche qui lui a longtemps assuré une croissance responsable. Sa volonté d'entretenir des liens pour établir des partenariats à long terme avec les parties prenantes et les communautés, en particulier les Autochtones, lui a permis de développer des projets d'énergie renouvelable uniques et générateurs de valeur.

UNE ÉQUIPE COMPÉTENTE ET PASSIONNÉE QUI APPORTE SON EXPERTISE

Innergex estime que ses réalisations actuelles et futures sont rendues possibles grâce à sa main-d'œuvre hautement qualifiée, qui partage sa mission, sa vision, ses valeurs et ses principes clés.

Le savoir collectif de ses employés, leurs talents, leurs habiletés, leur expérience et leur capacité de faire preuve de jugement ont toujours été essentiels à la réussite de la Société à long terme. L'équipe de direction a fait ses preuves en ce qui a trait à l'exécution de projets qui respectent à la fois les échéanciers et les budgets.

De plus, un bassin de partenaires spécialisés, des cabinets d'ingénierie allant aux professionnels de la surveillance environnementale, fournissent des services en dehors du champ de compétence de la Société lorsque cela est nécessaire.

MISE À JOUR AU SUJET DE LA COVID-19

La COVID-19 a eu des répercussions négatives sur l'économie mondiale, a perturbé les marchés financiers et les chaînes d'approvisionnement, a réduit considérablement les déplacements et a interrompu les activités commerciales. Les gouvernements fédéraux, étatiques et locaux ont mis en place des mesures pour atténuer la pandémie, comme les restrictions de voyage, les injonctions de rester chez soi, les fermetures de frontières, la distanciation sociale, les mesures de confinement et les restrictions visant les activités commerciales.

Bien que nos activités soient considérées comme des services essentiels, ces mesures gouvernementales ont déjà eu une incidence sur la capacité des employés, clients, fournisseurs et autres partenaires commerciaux d'Innergex à mener leurs activités normales, et cela pourrait durer encore longtemps. Cette situation pourrait avoir une incidence significative sur nos résultats d'exploitation, notre situation financière, nos liquidités, nos dépenses d'investissement et la valeur marchande de nos titres, plus particulièrement :

- une incidence sur les activités de construction découlant des perturbations de la chaîne d'approvisionnement;
- une incidence sur les employés et la cybersécurité;
- une incidence sur les liquidités;
- une incidence sur les dépenses d'investissement et les coûts;
- une incidence sur la demande générale d'électricité;
- une incidence sur les prix du marché.

Les effets de la COVID-19 sur les activités pourraient se poursuivre pendant une période prolongée, et la répercussion finale de la pandémie sur la Société dépendra des évolutions futures, qui sont incertaines et qui ne peuvent être prévues, y compris, mais sans s'y limiter, la durée et la gravité de la pandémie, la durée des mesures gouvernementales d'atténuation, l'efficacité des mesures prises pour contenir et traiter la maladie et le temps nécessaire à la reprise des conditions économiques et opérationnelles normales.

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ, UN SERVICE ESSENTIEL

Les activités de production d'électricité se sont poursuivies dans tous les secteurs, car elles ont été considérées comme des services essentiels dans toutes les régions où la Société exerce ses activités. La production d'énergie renouvelable d'Innergex est vendue principalement par l'entremise de contrats d'achat d'électricité, qui comprennent une protection suffisante pour éviter une réduction importante de la demande, à des contreparties solides financièrement et aucun problème de crédit n'est prévu. La Société n'a donc pas l'intention de procéder à des changements visant son personnel et elle compte maintenir les salaires et les avantages. Seule BC Hydro a envoyé des avis de réduction en lien avec certaines centrales hydroélectriques, que la Société conteste (voir la section « Capital et liquidités » du rapport de gestion pour obtenir plus d'information).

SANTÉ ET SÉCURITÉ DE NOS EMPLOYÉS ET VISITEURS

Depuis mars 2020, Innergex a mis en place de nombreuses mesures afin de protéger ses employés, ses fournisseurs et ses partenaires d'affaires contre la COVID-19.

Toutes les équipes d'exploitation ont été divisées en groupes de travail distincts afin de réduire le risque de contamination entre les équipes. Des procédures de nettoyage ont été mises en place et continuent d'être appliquées pour assurer la désinfection des surfaces communes. Les protocoles et les mesures de dépistage de la COVID-19 ont été révisés et améliorés spécifiquement pour le suivi de la santé et de la sécurité de nos employés. Des instructions et des directives spécifiques concernant les mesures de santé et de sécurité liées à la COVID-19 ont été introduites.

Tous les employés de bureau ont reçu l'instruction de travailler depuis la maison. La présence au bureau est limitée aux tâches essentielles.

Les visiteurs et les entrepreneurs doivent remplir un questionnaire avant d'accéder à un site ou à un bureau et doivent respecter des mesures d'hygiène supplémentaires.

Les systèmes informatiques sont restés disponibles à distance et de nombreux contrôles sont en place pour assurer la sécurité générale lors du travail à distance.

SOUTIEN AUX COMMUNAUTÉS ENVIRONNANTES

Afin de soutenir les communautés à proximité de ses installations et de ses projets dans tous les secteurs, la Société a lancé la campagne « Le temps est à la solidarité » en mars 2020.

Au total, la Société a remis 264 591 \$ à des organismes de bienfaisance locaux tels que des banques alimentaires, des refuges pour femmes et des organismes d'aide humanitaire pour atténuer les effets de la crise de la COVID-19. Les employés ont contribué à ce montant en effectuant des dons personnels d'un montant total de 37 225 \$.

PORTEFEUILLE D'ACTIFS

La Société détient des participations dans trois groupes de projets à différents stades, soit les installations en exploitation, les projets en développement et les projets potentiels.

Au 25 février 2021, la Société possède et exploite 75 installations en exploitation commerciale (les « installations en exploitation »). Mises en service entre 1992 et novembre 2019, ces installations ont un âge moyen pondéré d'environ 8,1 années.

Les installations en exploitation vendent principalement l'électricité produite aux termes de contrats d'achat d'électricité à long terme, des contrats de couvertures du prix de l'électricité¹ ou des contrats industriels à court et long terme (chacun, un « CAÉ ») à des sociétés de services publics ou d'autres contreparties solvables ou sur le marché libre. La durée moyenne pondérée restante des CAÉ est de 14,2 années (compte tenu de la production moyenne à long terme brute).

Pour la plupart des installations en exploitation au Canada et en France, les CAÉ comprennent un prix de base et, dans certains cas, une clause de rajustement du prix selon le mois, le jour ou l'heure de livraison. L'électricité produite par la plupart des installations en exploitation aux États-Unis est vendue par l'entremise d'un CAÉ ou sur le marché libre en utilisant des couvertures du prix de l'électricité financières ou matérielles. Au Chili, les installations en exploitation vendent l'électricité produite au moyen de CAÉ à des clients industriels ou sur le marché libre.

La Société détient également une participation dans des projets en développement, qui sont soit en phase avancée de développement, soit en cours de construction (les « projets en développement »).

1. Un contrat de couverture du prix de l'électricité est réputé être un CAÉ, qu'il soit assujéti à la comptabilité de couverture ou comptabilisé comme un dérivé financier à la juste valeur par le biais du résultat net.

Le tableau ci-après présente nos installations en exploitation et nos projets en développement au 25 février 2021.

	Nombre d'installations ¹		Puissance installée brute ² (MW)		Puissance installée nette ³ (MW)		Capacité de stockage (MWh)	
	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement	Installations en exploitation	Projets en développement
HYDROÉLECTRIQUE								
Canada	33	1	1 019	8	713	4	—	—
États-Unis	1	—	10	—	10	—	—	—
Chili	3	1	152	109	74	41	—	—
Total partiel	37	2	1 181	117	797	45	—	—
ÉOLIEN								
Canada	8	—	908	—	714	—	—	—
France	15	1	317	7	221	5	—	—
États-Unis	9	1	892	226	640	226	—	—
Total partiel	32	2	2 117	233	1 575	231	—	—
SOLAIRE								
Canada	1	—	27	—	27	—	—	—
États-Unis	3	5	267	280	266	280	—	320 ⁵
Chili	2	—	102	—	77	—	150 ⁴	—
Total partiel	6	5	396	280	370	280	150	320
STOCKAGE								
France	—	1	—	—	—	—	—	9 ⁶
Total	75	10	3 694	630	2 742	556	150	329

1. Le nombre d'installations en exploitation comprend toutes les installations détenues et exploitées par la Société, y compris les filiales non entièrement détenues, les coentreprises et les entreprises associées.

2. La puissance installée brute représente la puissance totale de toutes les installations en exploitation d'Innervex, y compris les filiales non entièrement détenues et les coentreprises et entreprises associées.

3. La puissance installée nette représente la quote-part de la puissance totale attribuable à Innervex en fonction de sa participation dans chacune des installations.

4. La capacité liée au stockage d'eau chaude de la centrale thermosolaire Pampa Elvira.

5. Capacité de stockage par batteries liée aux projets solaires Hale Kuawehi (120 MWh), Paeahu (60 MWh), Kahana (80 MWh) et Barbers Point (60 MWh).

6. Projet de stockage par batteries autonome.

La liste détaillée des installations en exploitation est fournie dans la notice annuelle de la Société. Pour obtenir plus d'information sur les projets potentiels de la Société, se reporter à la rubrique « Projets potentiels » du rapport de gestion.

FILIALES NON ENTIÈREMENT DÉTENUES

La Société partage la propriété de certaines installations en exploitation et de certains projets en développement et projets potentiels avec des partenaires commerciaux, financiers, locaux ou autochtones. Certaines installations en exploitation dont les participations ne donnant pas le contrôle sont significatives sont traitées comme des filiales non entièrement détenues. Les résultats de ces installations sont inclus dans les résultats consolidés de la Société.

La puissance installée brute attribuable aux filiales non entièrement détenues représentait 22,6 % au 25 février 2021.

	Installations en exploitation	Puissance installée brute (MW)	Puissance installée nette (MW)	Sources d'énergie	Lieu où est exercé la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales	15 parcs éoliens situés en France	317	221	Éolien	France	69,55 %
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.	Mesgi'g Ugju's'n	150	75	Éolien	Québec	50,00 % ^{1,2}
Harrison Hydro Limited Partnership et ses filiales	Douglas Creek, Fire Creek, Lamont Creek, Stokke Creek, Tipella Creek et Upper Stave River	150	75	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	50,01 %
Mountain Air Alternatives LLC	Cold Springs, Desert Meadow, Hammett Hill, Mainline, Ryegrass et Two Ponds	138	86	Éolien	Idaho	62,25 %
Kwoiek Creek Resources Limited Partnership	Kwoiek Creek	50	25	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	50,00 % ¹
Innergex Sainte-Marguerite S.E.C.	Sainte-Marguerite	31	15	Hydro-électrique	Québec	50,01 %
		836	497			

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans la filiale.

2. La Société détient une participation comportant droit de vote de 50 % et une participation participative de 72,4 % en 2020 (la participation devrait s'amenuiser au fil des ans).

COENTREPRISES ET ENTREPRISES ASSOCIÉES

Certaines installations en exploitation sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La quote-part de la production, des produits et du BAIIA ajusté des coentreprises et entreprises associées d'Innergex est incluse dans les mesures proportionnelles de la Société.

La puissance installée brute attribuable aux coentreprises et aux entreprises associées représentait 29,2 % au 25 février 2021.

Installations en exploitation		Puissance installée brute (MW)	Puissance installée nette (MW)	Sources d'énergie	Lieu où est exercé la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société
Toba Montrose General Partnership	East Toba et Montrose Creek	235	94	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	40,00 % ¹
Shannon Group Holdings, LLC	Shannon	204	102	Éolien	Texas	50,00 %
Flat Top Group Holdings, LLC	Flat Top	200	102	Éolien	Texas	51,00 % ²
Energía Llama SpA	Guayacán, Peuchén, Mampil et Pampa Elvira	186	84	Hydro-électrique Solaire	Chili	50,00 %
Dokie General Partnership	Dokie	144	37	Éolien	Colombie-Britannique	25,50 %
Jimmie Creek Limited Partnership	Jimmie Creek	62	32	Hydro-électrique	Colombie-Britannique	50,99 % ²
Parc éolien communautaire Viger-Denonville, S.E.C.	Viger-Denonville	25	12	Éolien	Québec	50,00 %
Umbata Falls L.P.	Umbata Falls	23	11	Hydro-électrique	Ontario	49,00 %
		1 079	474			

1. La Société détient une participation comportant droit de vote de 51 % et une participation économique participative de 40 %. En 2046, la participation économique de la Société augmentera à 51 % sans autre contrepartie supplémentaire.
2. La Société ne consolide pas l'entité, car elle n'a pas le plein contrôle sur le processus décisionnel.

GOVERNANCE D'ENTREPRISE

CONSEIL D'ADMINISTRATION

La Société est soutenue par un conseil d'administration qui est responsable de la gérance de cette dernière. Son mandat est de surveiller la gestion des activités commerciales et des affaires internes de la Société en tenant compte des critères ESG et de l'intérêt des actionnaires. Les membres du conseil d'administration sont élus lors de chaque assemblée générale annuelle des actionnaires au cours de laquelle d'autres questions sont également soumises à un vote, notamment la nomination de l'auditeur de la Société. Chaque action ordinaire de la Société confère à son porteur un droit de vote.

Jean La Couture
Président du Conseil
Indépendant
Depuis mars 2010

Nathalie Francisci
Indépendante
Depuis mai 2017

Monique Mercier
Indépendante
Depuis octobre 2015

Daniel Lafrance
Vice-président du Conseil
Indépendant
Depuis mars 2010

Richard Gagnon
Indépendant
Depuis mai 2017

Ouma Sananikone
Indépendante
Depuis février 2019

Ross J. Beaty
Indépendant
Depuis février 2018

Michel Letellier
Non indépendant
Depuis octobre 2002

Louis Veci
Non indépendant
Depuis février 2020

Pierre G. Brodeur
Indépendant
Depuis mai 2020

Dalton McGuinty
Indépendant
Depuis mai 2015

ÉQUIPE DE DIRECTION



Michel Letellier
Président
et chef de la direction
Depuis 1997



Jean-Francois Neault
Chef de la direction
financière
Depuis 2018



Jean Trudel
Chef de la direction
des investissements
et du développement
Depuis 2002



Yves Baribeault
Vice-président principal –
Affaires juridiques
et Secrétaire
Depuis 2009



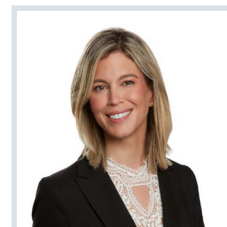
Renaud De Batz
Vice-président principal –
Amérique latine
Depuis 2002



Peter Grover
Vice-président principal –
Exploitation
Depuis 2005



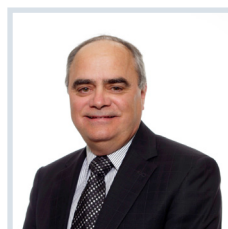
Jay Sutton
Vice-président principal –
Construction et ingénierie
Depuis 2018



Alexandra Boislard-Pépin
Vice-présidente –
Ressources humaines
Depuis 2020



Colleen Giroux-Schmidt
Vice-présidente –
Relations d'entreprise
Depuis 2011



Robert Guillemette
Vice-président –
Santé et sécurité et
innovation technologique
Depuis 2018

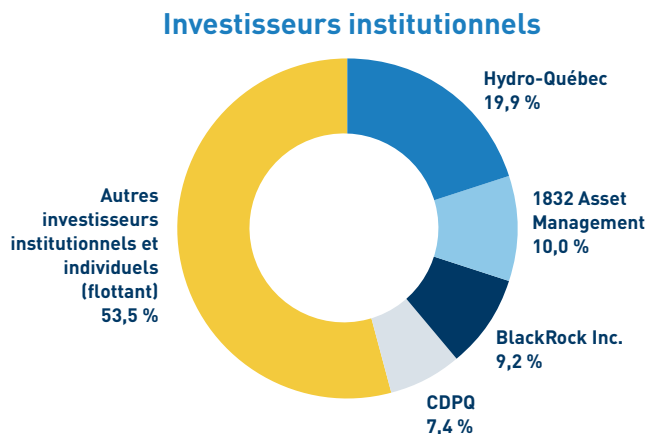


Matt Kennedy
Vice-président –
Environnement
Depuis 2011

RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

ACTIONNARIAT

Au 31 décembre 2020, Hydro-Québec, une société d'État québécoise qui fournit des services publics et produit, transporte et distribue de l'électricité à des clients au Canada, est la principale actionnaire d'Innergex, sa participation en actions étant de 19,9 %. 1832 Asset Management LP, l'un des plus grands gestionnaires d'actifs au Canada, détient 10 % des actions d'Innergex, BlackRock Inc., un conseiller en placements mondial, détient 9,2 % des actions, et la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ), un investisseur institutionnel à long terme, détient 7,4 % des actions d'Innergex. Plus de la moitié de l'actionnariat d'Innergex est composée d'actions flottantes principalement détenues par des investisseurs institutionnels et individuels.



Source : Bloomberg, 31 décembre 2020.

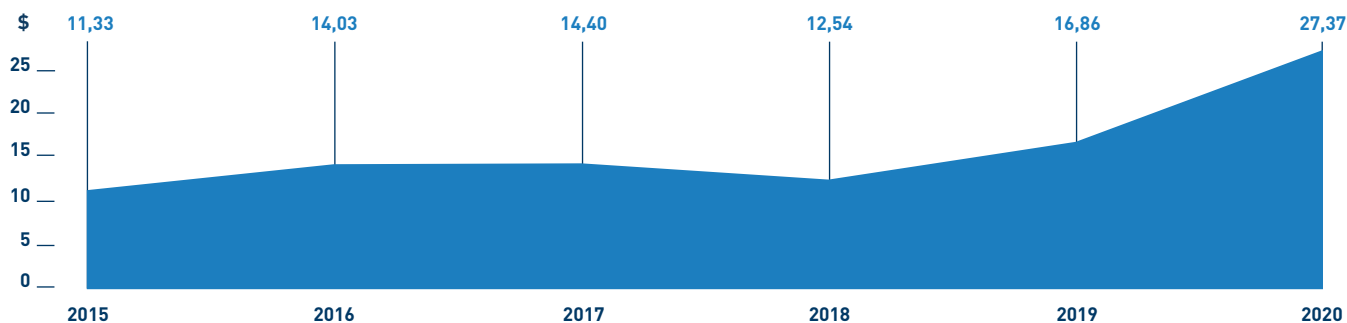
RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS

Les actions d'Innergex sont négociées à la Bourse de Toronto (« TSX ») et le nombre total d'actions en circulation au 31 décembre 2020 s'établissait à 174 582 586 actions.

	2016	2017	2018	2019	2020
Cours de clôture (\$)	14,03	14,40	12,54	16,86	27,37
Capitalisation boursière (M\$)	1 517,8	1 564,0	1 667,7	2 350,4	4 778,3
Variation en pourcentage d'un exercice à l'autre	29 %	3 %	7 %	41 %	103 %
Volume moyen sur la TSX	163 361	134 565	217 144	270 191	458 040

Source : Bloomberg, 31 décembre 2020.

ÉVOLUTION DU COURS DE L'ACTION



Le cours de l'action Innergex a clôturé l'année à 27,37 \$. Le cours de l'action a augmenté de 62,3 % comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent. La valeur de la capitalisation boursière d'Innergex s'élevait à 4,8 G\$ au 31 décembre 2020.

Le cours le plus élevé de l'année, soit 27,63 \$, a été atteint le 29 décembre 2020, et le cours le plus bas, soit 13,97 \$, a été atteint le 23 mars 2020. En 2020, le volume quotidien moyen sur la TSX était de 458 040 actions, en hausse de 69,5 % par rapport à l'exercice précédent.

RELATIONS AVEC LES INVESTISSEURS

L'équipe de direction et le service des relations avec les investisseurs entretiennent des contacts réguliers avec les investisseurs et les analystes, qui peuvent prendre la forme de conférences téléphoniques trimestrielles, de tournées de présentation, de conférences, de réunions régulières avec des individus ou des groupes d'investisseurs et d'analystes. La Société est couverte par douze analystes en actions.

Les communications sont soumises à certaines restrictions avant la publication de nos résultats financiers et opérationnels. Les informations accessibles au public se trouvent sur le site Web de la Société à innergex.com à la section « Investisseurs ». Cette page renferme des liens vers les rapports sur le développement durable, les présentations aux investisseurs et d'autres informations pertinentes.

COMMUNICATIONS CHOISIES DE 2020

6 FÉVRIER 2020	Innergex et Hydro-Québec annoncent une alliance stratégique et un placement privé
27 MARS 2020	Mise à jour d'Innergex au sujet de la COVID-19
7 MAI 2020	Innergex annonce la clôture du financement du projet solaire Hillcrest en Ohio, États-Unis
12 MAI 2020	Innergex progresse vers le groupe final d'attribution des projets d'énergie solaire et de stockage de batteries à Hawaii
14 MAI 2020	Innergex poursuit la diversification de son portefeuille d'énergies renouvelables au Chili avec l'acquisition d'un parc solaire de 68 MW
22 MAI 2020	Innergex conteste des avis de réduction de la part de BC Hydro
15 JUILLET 2020	Innergex fait l'acquisition de six parcs éoliens en exploitation aux États-Unis
17 SEPTEMBRE 2020	Innergex signe deux contrats d'achat d'électricité à long terme pour des projets solaires et de stockage d'énergie par batteries à Hawaii
4 NOVEMBRE 2020	Innergex réalise le financement du projet hydroélectrique Innavik à Inukjuak, Québec
16 DÉCEMBRE 2020	Innergex présente une mise à jour sur ses notations
29 DÉCEMBRE 2020	Innergex annonce la clôture financière de son projet éolien Griffin Trail au Texas

CALENDRIER FINANCIER DE 2021

11 MAI 2021	Assemblée générale annuelle
11 MAI 2021	Résultats du premier trimestre de 2021
3 AOÛT 2021	Résultats du deuxième trimestre et du premier semestre de 2021
9 NOVEMBRE 2021	Résultats du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2021



RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion porte sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière d'Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») pour les périodes de trois mois et de douze mois closes le 31 décembre 2020. Il tient compte de tous les événements importants jusqu'au 25 février 2021, date à laquelle il a été approuvé par le conseil d'administration de la Société.

Ce rapport de gestion devrait être lu conjointement avec les états financiers consolidés audités et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Les états financiers consolidés audités joints au présent rapport de gestion et les notes annexes pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, ainsi que les données comparables de 2019, ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »). Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Tous les montants en dollars dans les tableaux sont en milliers de dollars canadiens, à l'exception des montants par action et sauf indication contraire. Certains montants inclus dans ce rapport de gestion ont été arrondis pour en faciliter la lecture. Les montants arrondis peuvent avoir une incidence sur certains calculs.

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »). Se reporter à la rubrique « Information prospective » pour plus d'information.

Des renseignements supplémentaires concernant Innergex, notamment sa Notice annuelle, sont accessibles par l'entremise du Système électronique de données, d'analyse et de recherche (« SEDAR ») des Autorités canadiennes en valeurs mobilières à l'adresse sedar.com ou sur le site Web de la Société à l'adresse innergex.com. L'information publiée sur le site Web de la Société ou qui peut être accessible par ce site Web ne fait pas partie du présent rapport de gestion et n'est pas intégrée aux présentes par renvoi.

TABLE DES MATIÈRES

1- Faits saillants.....	21	Participation au partage fiscal.....	44
Exercice 2020 - Performance d'exploitation.....	22	Situation financière.....	47
Exercice 2020 - Capital et ressources.....	22	Flux de trésorerie.....	52
Exercice 2020 - Initiatives de croissance et de développement.....	23	Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution..	54
Événements postérieurs.....	24	Information sur le capital-actions.....	56
Exercice 2019.....	24	Dividendes.....	56
2- Aperçu des activités.....	25	Offre publique de rachat dans le cours normal des activités.....	57
Environnement commercial.....	25	5- Performance financière prévue.....	57
Installation en exploitation.....	28	Plan stratégique 2020-2025.....	59
Développement de la Société.....	30	6- Mesures non conformes aux IFRS.....	60
Activités de construction.....	31	7- Renseignements complémentaires consolidés.....	66
Activités de développement.....	32	Secteurs géographiques.....	66
Projets potentiels.....	33	Transactions entre parties liées.....	67
3- Performance financière et résultats d'exploitation.....	35	Information financière trimestrielle historique.....	68
Secteur de la production hydroélectrique.....	36	Résultats financiers des activités abandonnées.....	69
Secteur de la production éolienne.....	37	8- Jugements et estimations, méthodes comptables et contrôles de communication de l'information.....	69
Secteur de la production solaire.....	39	Jugements et estimations critiques.....	69
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies.....	39	Principales méthodes comptables.....	71
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies.....	41	Contrôles et procédures de communication de l'information.....	72
Participations ne donnant pas le contrôle.....	42	9- Risques et incertitudes.....	72
4- Capital et liquidités.....	43	10- Information prospective.....	85
Structure du capital.....	43		

1- FAITS SAILLANTS

	Exercices clos les 31 décembre ¹		
	2020	2019	2018
RÉSULTATS D'EXPLOITATION			
Production (MWh)	8 073 914	6 509 622	5 086 497
Produits	613 207	557 042	481 418
BAIIA ajusté ²	422 109	409 175	352 179
Marge du BAIIA ajusté ²	68,8 %	73,5 %	73,2 %
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités poursuivies	(29 111)	(53 026)	26 215
(Perte nette) bénéfice net	(29 111)	(31 211)	25 718
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies ²	22 311	(26 025)	13 963
PROPORTIONNEL			
Production proportionnelle (MWh) ²	9 590 140	8 021 758	6 361 733
Produits proportionnels ²	781 466	698 001	583 819
BAIIA ajusté proportionnel ²	560 328	516 819	428 684
Marge du BAIIA ajusté proportionnel ²	71,7 %	74,0 %	73,4 %
ACTIONS ORDINAIRES			
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	125 543	95 046	90 215
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	3 067	3 067	3 067
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	2 875	2 875	2 875
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en milliers)	170 292	134 658	130 030
FLUX DE TRÉSORERIE ET RATIO DE DISTRIBUTION			
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ³	235 108	240 065	209 390
Flux de trésorerie disponibles ^{2, 3}	93 260	93 311	105 124
Ratio de distribution ^{2, 3}	135 %	102 %	86 %
Ratio de distribution ajusté ^{2, 3}	109 %	88 %	66 %
	Aux 31 décembre		
	2020	2019	2018
SITUATION FINANCIÈRE			
Total de l'actif	7 154 232	6 372 104	6 516 158
Total du passif	6 083 300	5 756 778	5 574 121
Participations ne donnant pas le contrôle	62 078	10 942	312 776
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 008 854	604 384	629 261

1. Résultats des activités poursuivies, sauf indication contraire.

2. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

3. Pour plus d'information sur le calcul et une explication, se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution ».

1 - FAITS SAILLANTS | Exercice 2020 – Performance d'exploitation

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les **produits** ont augmenté de 10 %, à 613,2 M\$. Le secteur de la production **hydroélectrique** a enregistré une hausse des produits, principalement attribuable à l'augmentation de la production et des prix de vente moyens des centrales de la Colombie-Britannique, malgré la réduction imposée par BC Hydro pour cinq centrales et de l'expiration du programme de subventions écoÉNERGIE. La mise en service du parc éolien Foard City au Texas le 27 septembre 2019 et l'acquisition de Mountain Air le 15 juillet 2020 ont contribué à l'augmentation des produits tirés du secteur de la production **éolienne**, partiellement contrebalancée par la baisse des produits des parcs éoliens du Québec. L'augmentation des produits tirés du secteur de la production **solaire** est attribuable à la mise en service du parc solaire Phoebe le 19 novembre 2019 ainsi qu'à l'acquisition de Salvador le 14 mai 2020. Les **produits proportionnels** se sont élevés à 781,5 M\$, en hausse de 12 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par les éléments susmentionnés et par l'augmentation des crédits d'impôt sur la production (« CIP ») proportionnels générés aux États-Unis par suite de la mise en service du parc éolien Foard City le 27 septembre 2019.

Le **BAlIA ajusté** des activités poursuivies a augmenté de 3 % à 422,1 M\$ comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui est principalement attribuable à l'apport des installations mises en service en 2019, à l'acquisition de Mountain Air et à l'acquisition de Salvador. La hausse du BAlIA ajusté a été partiellement contrebalancée par la hausse des frais généraux et administratifs pour soutenir la croissance de la Société. Le **BAlIA ajusté proportionnel** s'est établi à 560,3 M\$, en hausse de 8 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Innergex a comptabilisé une perte nette de 29,1 M\$ (perte de base et diluée de 0,23 \$ par action) pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, comparativement à une **perte nette découlant des activités poursuivies** de 53,0 M\$ (perte par action, de base et diluée, de 0,40 \$) pour la période correspondante de 2019. Cela s'explique essentiellement par une diminution de 100,0 M\$ de la **charge d'impôt**, laquelle est attribuable surtout aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal en 2019, et par une variation favorable de 42,2 M\$ de la **partie non réalisée** de la variation de la juste valeur des instruments financiers.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une augmentation de 18,5 M\$ de la **dépréciation des actifs non courants** découlant d'une dépréciation de 8,2 M\$ à l'égard des frais de développement de projets en 2019 et d'une dépréciation de 26,7 M\$ à l'égard de l'investissement dans Energía Llaima en 2020, par une diminution de 39,1 M\$ des **autres produits principalement attribuable aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal** du parc éolien Foard City en 2019, qui a principalement trait à l'amortissement fiscal accéléré au cours de l'exercice de la mise en service, partiellement contrebalancée par une hausse des CIP générés, par une augmentation de 44,0 M\$ de la **quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées**, attribuable surtout à une variation défavorable de la valeur de marché des couvertures du prix de l'électricité de Shannon et de Flat Top et à une augmentation de 33,9 M\$ des **amortissements**, découlant principalement des récentes acquisitions et activités de mise en service.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence des réductions imposées par BC Hydro s'élèvent à 13,0 M\$ (14,8 M\$ sur la base des produits proportionnels¹). Les coûts directs des mesures liées à la COVID-19 mises en œuvre par Innergex et les économies potentielles découlant de la réduction des déplacements ont été négligeables.

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2020 – Capital et ressources

L'augmentation du total de l'actif est en grande partie attribuable à la construction des projets Hillcrest, Griffin Trail et Yonne II, ainsi qu'aux acquisitions de Mountain Air et de Salvador.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme, y compris leur partie courante, découle principalement des activités de construction et des prêts et emprunts à long terme repris dans le cadre de l'acquisition de Mountain Air. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par le remboursement de la facilité de crédit renouvelable de la Société effectué à la suite du placement privé d'Hydro-Québec, déduction faite des montants utilisés au titre des prix d'achat respectifs des acquisitions de Mountain Air et de Salvador.

L'augmentation des capitaux propres attribuables aux propriétaires s'explique principalement par le placement privé d'Hydro-Québec au premier trimestre de 2020, ce qui a été partiellement contrebalancé par les dividendes déclarés et le total du résultat global attribuable aux propriétaires de la société mère.

Les flux de trésorerie disponibles sont demeurés relativement stables. Les récentes acquisitions et mises en service ont contribué à améliorer les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation. La diminution des paiements d'intérêts sur la facilité de crédit renouvelable de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec et la solide performance des centrales hydroélectriques en Colombie-Britannique ont également eu un effet favorable sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation. Toutefois, ces éléments ont été contrebalancés par une augmentation des remboursements de capital sur la dette découlant des acquisitions et des activités de mise en service, par la réduction imposée par BC Hydro en 2020 en raison de la pandémie de COVID-19 et par le recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels à la suite de la vente de HS Orka en 2019. Le ratio de distribution de la Société s'est fixé à 135 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2020; après normalisation pour tenir compte des éléments non récurrents, le ratio de distribution se serait situé à 109 %.

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2020 – Initiatives de croissance et de développement

Le 6 février 2020, la Société a annoncé qu'elle avait formé une alliance stratégique avec Hydro-Québec qui leur permettra d'accélérer leur croissance dans le respect de leurs stratégies respectives et de bénéficier mutuellement de leurs compétences et connaissances complémentaires. Les domaines d'investissement ciblés incluent des projets éoliens et solaires comprenant des volets de stockage par batteries ou de transport, des projets relatifs à de la production décentralisée ou des réseaux autonomes d'énergie renouvelable et à d'autres projets touchant des secteurs dont les deux entreprises conviendront. Aux fins de l'alliance stratégique, Hydro-Québec a engagé un montant initial de 500 M\$ qui sera entièrement et exclusivement consacré à des projets d'énergie renouvelable réalisés conjointement avec Innergex.

Le 6 février 2020, Hydro-Québec a également investi 660,9 M\$ dans Innergex sous forme d'un placement privé en acquérant des actions ordinaires d'Innergex à un prix de 19,08 \$ par action (le « placement privé »), ce qui comprend une prime de 5,0 % du prix moyen pondéré en fonction du volume sur la période de 30 jours se terminant le 5 février 2020.

Le 14 mai 2020, la Société a réalisé l'acquisition de PV Salvador SpA (« Salvador »), un parc solaire photovoltaïque de 68 MW situé au Chili (l'« acquisition de Salvador »), ainsi que des contrats d'achat d'électricité basés sur la demande d'une durée de 11 ans (l'« acquisition des CAÉ ») couvrant une production totale d'électricité de 54,6 GWh par année. L'acquisition de Salvador et l'acquisition des CAÉ ont été réalisées à un prix d'achat net total de 66,1 M\$ US (93,0 M\$).

Le 15 juillet 2020, la Société a réalisé l'acquisition de toutes les actions de catégorie B d'un portefeuille de six parcs éoliens en exploitation dans le comté d'Elmore, en Idaho, aux États-Unis (l'« acquisition de Mountain Air ») pour un prix d'achat de 56,8 M\$ US (77,3 M\$). Les six parcs éoliens de 23 MW, Cold Springs, Desert Meadow, Hammett Hill, Mainline, Ryegrass et Two Ponds, ont une puissance installée totale de 138 MW.

La Société a commencé ou poursuivi la **construction** de quatre projets en 2020. La construction du projet éolien Griffin Trail de 225,6 MW a commencé en septembre 2020, et le financement de la construction et l'engagement de financement au partage fiscal ont été conclus en décembre 2020. La construction du projet solaire Hillcrest de 200,0 MW aux États-Unis, du projet hydroélectrique Innavik de 7,5 MW au Canada et du projet éolien Yonne II de 6,9 MW en France a également progressé. La mise en service de ces projets est prévue entre 2021 et 2022.

Les **projets en développement** avancent bien. Le processus de sélection du contrat d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (IAC) est en cours pour les **projets solaires et de stockage d'énergie par batteries Paeahu et Hale Kuawehi**. Le contrat d'achat d'électricité (« CAÉ ») de Paeahu a été approuvé par la Public Utilities Commission (« PUC ») et la demande de permis d'utilisation spéciale a été déposée au quatrième trimestre. En France, le fournisseur de batterie a été sélectionné et des négociations exclusives sont en cours pour le **projet de stockage par batterie autonome Tonnerre**. Le 17 septembre 2020, Innergex a conclu deux CAÉ d'une durée de 25 ans pour les **projets solaires et de stockage d'énergie par batteries Barbers Point et Kahana** à Hawaii. Le projet solaire Barbers Point est un parc de 15 MW avec 4 heures (60 MWh) de stockage par batterie, tandis que le projet solaire Kahana est un parc de 20 MW avec 4 heures (80 MWh) de stockage par batterie.

Les **projets potentiels** offriront plusieurs possibilités dans les années à venir, 12 projets d'une puissance installée totale de 685 MW étant actuellement à un stade avancé.

1- FAITS SAILLANTS | Événements postérieurs

Remboursement des prêts d'Alterra

Le 11 janvier 2021, la Société a remboursé le solde de 90,8 M\$ du prêt à terme d'Alterra, qui comprenait une tranche libellée en dollars américains d'un montant de 21,4 M\$ US (27,2 M\$) représentant le capital et l'intérêt couru. De plus, le même jour, deux swaps de taux d'intérêt connexes ont été résiliés, ce qui a entraîné une sortie nette de trésorerie de 3,2 M\$.

Taux de dividende applicables aux actions privilégiées

Le 8 janvier 2021, la Société a annoncé la modification des taux de dividende applicables aux actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A ainsi qu'aux actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif, série B. Pour les actions de série A, le taux de dividende applicable à la période de cinq ans allant du 15 janvier 2021 au 15 janvier 2026, exclusivement, sera de 3,244 % par année, ou 0,2027 \$ par action par trimestre. Pour les actions de série B, le taux de dividende applicable à la période à taux variable trimestrielle allant du 15 janvier 2021 au 15 avril 2021, exclusivement, sera de 2,91 % par année, ou 0,181875 \$ par action par trimestre.

Conditions météorologiques au Texas, aux États-Unis

Le 17 février 2021, la Société a annoncé que les récentes conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent au Texas ont eu des conséquences sur sa capacité à produire de l'électricité à son parc éolien Flat Top dans le comté de Mills, dont les activités sont revenues à la normale le 20 février 2021. En ce qui concerne le parc éolien Shannon dans le comté de Clay, le parc éolien Foard City dans le comté de Foard et le parc solaire Phoebe dans le comté de Winkler, bien que la production d'électricité se soit poursuivie dans une certaine mesure, l'effet combiné des interruptions de production, des conditions anormales de fixation des prix sur les marchés et des obligations contractuelles de générer une production quotidienne prédéterminée en vertu des couvertures du prix de l'électricité a eu des répercussions financières tant positives que négatives selon les conditions variables à différents moments.

Bien que la hausse des prix du marché a eu une incidence favorable nette sur les produits consolidés et le BAIIA ajusté, la Société a estimé que les répercussions financières négatives de ces événements climatiques se situaient à environ 80,0 M\$ sur une base consolidée, en raison de l'incidence défavorable des pertes réalisées sur les couvertures du prix de l'électricité et de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées de la Société, laquelle est également liée aux pertes réalisées sur les couvertures du prix de l'électricité. Le recours à la force majeure et à d'autres possibilités d'atténuation est en cours d'évaluation.

1- FAITS SAILLANTS | Exercice 2019

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, les augmentations de la production (en MWh), des produits, du BAIIA ajusté et du BAIIA ajusté proportionnel des activités poursuivies étaient principalement attribuables à l'apport de la participation de 62 % dans les parcs éoliens Cartier acquise en octobre 2018 et à l'apport des installations mises en service en 2019.

La Société a enregistré une perte nette découlant des activités poursuivies de 53,0 M\$, comparativement à un bénéfice net de 26,2 M\$ en 2018, principalement en raison de la hausse de la charge d'impôt différé liée aux attributs fiscaux et aux CIP alloués aux investisseurs participant au partage fiscal et de l'augmentation de la perte nette latente sur instruments financiers, des charges financières et des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles. Ces éléments défavorables ont été partiellement contrebalancés par les autres produits générés par les attributs fiscaux et les CIP découlant de la mise en service de Foard City et de Phoebe ainsi que par la hausse du BAIIA ajusté se rapportant essentiellement à l'apport des parcs éoliens Cartier et des installations mises en service en 2019.

La diminution du total de l'actif était principalement attribuable à la vente de HS Orka, en partie contrebalancée par l'acquisition des immobilisations corporelles du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe, qui ont tous deux été mis en service en 2019, et par l'application de la norme IFRS 16.

L'augmentation des prêts et emprunts à long terme découlait principalement de la mise en service des installations de Phoebe et de Foard City.

Les capitaux propres attribuables aux propriétaires ont diminué, principalement en raison de la perte nette et des dividendes déclarés, contrebalancés en partie par la conversion de 86,7 M\$ de débentures convertibles à 4,25 %.

La diminution des flux de trésorerie disponibles était attribuable principalement à l'augmentation des remboursements prévus de capital sur la dette, partiellement contrebalancée par une diminution des flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle, liée principalement à la cession de HS Orka hf. Le ratio de distribution de la Société s'est établi à 102 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Environnement commercial

Facteurs clés de croissance

La croissance future d'Innergex est assujettie aux facteurs clés suivants :

- la demande croissante d'énergie renouvelable, un élément clé de la transition énergétique visant à lutter contre les changements climatiques, qui est soutenue par des accords internationaux comme l'Accord de Paris;
- les politiques gouvernementales stables et à long terme en matière d'atténuation des changements climatiques et d'adaptation à ceux-ci, ainsi que d'approvisionnement en capacité d'énergie renouvelable;
- la disponibilité de contrats à long terme pour l'achat d'énergie renouvelable avec des contreparties solvables;
- la mise en œuvre d'accès non discriminatoires aux systèmes de transport, permettant aux producteurs indépendants d'énergie d'avoir accès à certains marchés régionaux de l'électricité;
- sa capacité à évaluer et à obtenir les meilleurs sites potentiels dans le but de développer de nouveaux projets en collaboration avec les communautés locales;
- sa capacité à prévoir convenablement le total des coûts de construction, les produits et les charges pour chaque projet, dans un marché dans lequel la compétitivité des installations de production d'énergie renouvelable sur le plan des coûts s'améliore rapidement;
- sa capacité à réaliser des acquisitions qui ajoutent de la valeur;
- sa capacité à financer sa croissance et à fournir de l'énergie durable grâce à la préparation croissante du marché et à la rentabilité des technologies de stockage.

Principaux marchés géographiques

Au **Canada**, conformément aux engagements pris dans le cadre de l'Accord de Paris sur le climat, le gouvernement fédéral a publié le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques. Parmi ses objectifs, le Cadre s'engage envers l'élimination graduelle de la production d'électricité au charbon d'ici 2030, et a aussi mené à l'instauration à l'échelle nationale d'un prix pour le carbone en 2019. En 2020, le gouvernement a publié son plan climatique mis à jour, Un environnement sain et une économie saine, qui s'appuie sur le travail réalisé en vertu du Cadre pancanadien et vise à dépasser la cible de réduction des gaz à effet de serre du Canada d'ici 2030. Le plan envisage qu'avec une électrification importante dans tous les secteurs économiques, le Canada devra, d'ici 2050, produire jusqu'à deux à trois fois plus d'électricité non émettrice qu'aujourd'hui. Le Canada produit actuellement 80 % de son électricité à partir de sources d'énergie propres et non émettrices, et s'est donné pour objectif d'accroître ce pourcentage à 90 % d'ici 2030 et d'atteindre la carboneutralité avant 2050. À cette fin, le plan prévoit une augmentation significative du prix national sur le carbone, qui passera de 30 \$ par tonne d'émissions de GES actuellement à 170 \$ par tonne en 2030.

Aux **États-Unis**, selon la U.S. Energy Information Administration, l'énergie provenant d'énergie renouvelable devrait augmenter pour passer de 19 % en 2019 à 38 % d'ici 2050, avec approximativement 117 GW de capacité d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque devant être ajoutée de 2020-2023, encouragée par la baisse des coûts du capital et la disponibilité de crédits d'impôt. Le crédit d'impôt pour la production d'énergie éolienne qui devait expirer à la fin 2020 a été prolongé jusqu'à la fin de 2021. Dans de nombreux marchés aux États-Unis, les énergies éolienne et solaire comptent déjà parmi les sources d'énergie les plus économiques, et ce, même lorsqu'on les compare avec le gaz naturel, dont le coût actuel est peu élevé. Comme la demande d'électricité croît modestement, les principaux moteurs de la nouvelle capacité devraient être le retrait des unités de combustible fossile les plus anciennes et moins efficaces, la disponibilité de crédits d'impôt à l'énergie renouvelable et la baisse continue du coût d'investissement des sources d'énergies renouvelables, en particulier, l'énergie solaire photovoltaïque (PV). Aux États-Unis, il y a également une part croissante de nouveaux projets d'énergie renouvelable en cours de construction pour répondre à la demande des entreprises. Le faible prix du gaz naturel et le coût favorable des sources d'énergies renouvelables combinés aux engagements prescrits par la loi au niveau de l'État en faveur d'énergie renouvelable devraient faire du gaz naturel et des énergies renouvelables les principales sources de nouvelle capacité de production à court terme. Les États ont été très actifs dans l'adoption et le renforcement des normes en matière d'offre d'énergie renouvelable, des politiques qui obligent les fournisseurs d'électricité à obtenir une certaine quantité de leur électricité à partir de ressources renouvelables désignées ou de technologies admissibles. Trente États, Washington, D.C., et trois territoires ont dorénavant adopté une norme en matière d'offre d'énergie renouvelable, et huit États et un territoire ont fixé leurs objectifs en matière d'offre d'énergie renouvelable. Douze juridictions, dont Hawaii, exigent que la totalité de l'électricité

proviennent de sources propres d'ici 2050 ou plus tôt. Plus de 60 % des ventes au détail d'électricité aux États-Unis sont réalisées dans une juridiction ayant des politiques en matière d'offre d'énergie renouvelable juridiquement contraignantes.

La **France** continue d'être un marché très intéressant pour l'énergie renouvelable. En 2020, le gouvernement français a confirmé son objectif d'augmenter la part d'énergie renouvelable au cours des dix prochaines années en fixant certains objectifs spécifiques par technologie. Cela se traduit par une puissance installée de 35 GW d'éoliennes terrestres prévue d'ici 2028, ce qui reste le principal objectif d'Innergex sur ce marché. En outre, à compter de 2021, la Société a également l'intention de s'attaquer au secteur solaire à grande échelle, lequel bénéficie du même soutien, avec un objectif de 40 GW d'ici 2028. Enfin, à l'instar de la production d'énergie renouvelable, Innergex a l'intention de chercher des occasions sur le marché du stockage. Bien que la France soit susceptible de réduire la disponibilité de ses contrats à tarifs de rachat garantis, elle s'est engagée à étendre le système d'appels d'offres pour l'approvisionnement en énergie renouvelable supplémentaire. Conformément à ses objectifs stratégiques de 35 GW d'ici 2028, les appels d'offres devraient porter sur des projets supplémentaires de 1,5 à 2 GW chaque année. Les CAÉ continueraient d'être attribués par l'intermédiaire d'une entité soutenue par le gouvernement pendant une longue période (20 ans).

L'énergie renouvelable continue de se développer au **Chili**. En 2019, la production d'énergie solaire et éolienne a totalisé 11 186 gigawattheures (« GWh »), ce qui représente une hausse de 22 % par rapport à 2018, soit 14,5 % de la production totale d'électricité. Parallèlement, la contribution des centrales hydroélectriques demeure importante; en 2019, elles représentaient 27 % de la production totale (ce qui équivaut à 20 793 GWh), soit 11 % de moins qu'en 2018. Le secteur minier, lequel consomme un tiers de la production globale d'électricité au Chili, est également le secteur qui consomme la majeure partie des nouvelles énergies renouvelables. Depuis 2014, les prix de l'énergie solaire ont chuté de plus de 60 %, incitant le secteur minier et d'autres secteurs à investir dans l'énergie renouvelable afin de réduire leurs dépenses de consommation d'électricité. Selon le coordonnateur électrique national, 62 centrales électriques ont été mises en service en 2020, ce qui représente environ 4 000 MW d'énergie supplémentaire (une augmentation de 100 % par rapport à 2019). Parmi celles-ci, les parcs solaires représentent 34 nouveaux parcs ajoutant 1 504 MW de puissance au réseau. De leur côté, les parcs éoliens représenteront 14 nouveaux parcs d'une puissance totale de 1 107 MW. Enfin, 10 nouvelles centrales hydroélectriques ont été mises en service commercial en 2020, ajoutant 756 MW.

Caractère saisonnier des activités

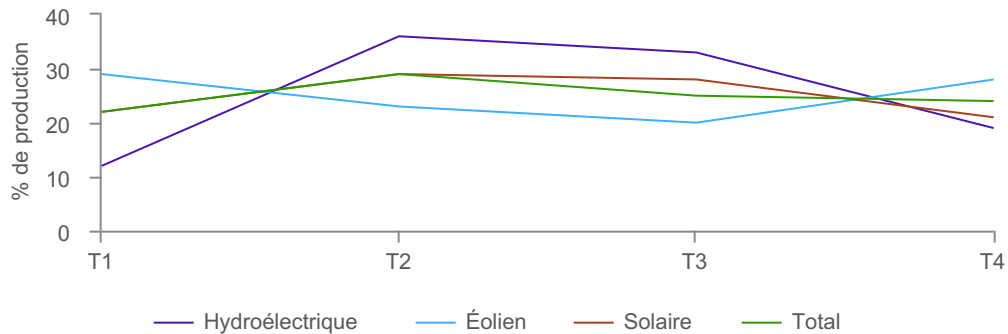
La Société vise à maintenir un portefeuille d'actifs diversifié tant sur le plan géographique que sur celui des sources d'énergie, afin d'atténuer les variations saisonnières et de production. La quantité d'électricité produite par les installations en exploitation de la Société est habituellement tributaire des débits d'eau, des régimes de vent et de l'ensoleillement. Des ressources moindres que prévu pour n'importe quelle année donnée pourraient avoir une incidence sur les produits de la Société et sur sa rentabilité.

Heureusement, compte tenu de la nature complémentaire de la production d'énergie hydroélectrique, éolienne et solaire, les variations saisonnières sont atténuées, comme l'illustre le tableau suivant :

En GWh et %	PMLT consolidée et saisonnalité trimestrielle ¹								Total	
	T1		T2		T3		T4			
HYDRO-ÉLECTRIQUE	370	12 %	1 065	36 %	1 002	33 %	581	19 %	3 018	35 %
ÉOLIEN	1 364	29 %	1 112	23 %	916	20 %	1 292	28 %	4 684	54 %
SOLAIRE	213	22 %	276	29 %	270	28 %	200	21 %	959	11 %
Total	1 947	22 %	2 453	29 %	2 188	25 %	2 073	24 %	8 661	100 %

1. La production moyenne à long terme consolidée correspond à la PMLT annualisée pour les installations en exploitation au 25 février 2021. La PMLT est présentée conformément aux règles comptables de constatation des produits aux termes des IFRS et exclut la production des installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. La comparaison de la production par rapport à la PMLT représente un indicateur de rendement clé pour la Société. Se reporter à la rubrique « Données clés » pour plus d'information.

Saisonnalité de la production par source d'énergie



Changements climatiques à l'échelle mondiale

La Société gère attentivement les risques physiques, y compris la préparation et la réaction aux conditions météorologiques exceptionnelles au moyen d'activités telles que la sélection proactive du tracé, le renforcement des actifs, l'entretien régulier et l'assurance. La Société suit les codes d'ingénierie réglementés, évalue les façons d'améliorer la fiabilité et la résilience du système et, le cas échéant, soumet des demandes réglementaires pour des dépenses d'investissement visant à créer une plus grande fiabilité et résilience du système. Lors de la planification d'un investissement en capital ou de l'acquisition d'actifs, le climat et les conditions météorologiques propres du site, tels que la cartographie des plaines inondables et l'historique des phénomènes météorologiques extrêmes, sont des facteurs pris en compte. Les activités de prévention comprennent des plans de gestion des feux de forêt et de la végétation au niveau du transport de l'électricité et des sites de distribution. La Société maintient des mesures d'intervention d'urgence approfondies pour des événements météorologiques extrêmes. Malgré toutes les mesures mises en place pour se préparer et répondre aux événements météorologiques extrêmes, rien ne garantit que les produits et la rentabilité de la Société ne seront pas touchés.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Installations en exploitation

Secteur énergétique	Emplacement	Période de trois mois close le 31 décembre 2020		Période de trois mois close le 31 décembre 2019		Période de trois mois Variation de la production en %	Exercice clos le 31 décembre 2020		Exercice clos le 31 décembre 2019		Période de douze mois Variation de la production en %
		Production (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	Production en % de la PMLT		Production (MWh)	Production en % de la PMLT	Production (MWh)	Production en % de la PMLT	
HYDRO-ÉLECTRIQUE	Québec	216 240	119 %	162 604	90 %	33 %	717 839	103 %	664 458	95 %	8 %
	Ontario	22 043	104 %	21 937	103 %	— %	67 957	91 %	67 708	91 %	— %
	Colombie-Britannique	457 717	123 %	235 450	63 %	94 %	1 961 283	89 %	1 874 094	85 %	5 %
	États-Unis	3 113	60 %	2 212	42 %	41 %	42 499	91 %	37 702	81 %	13 %
	Total partiel	699 113	120 %	422 203	73 %	66 %	2 789 578	92 %	2 643 962	88 %	6 %
ÉOLIEN	Québec	663 591	100 %	658 213	98 %	1 %	2 357 580	102 %	2 436 638	105 %	(3)%
	France	208 113	97 %	241 589	113 %	(14)%	711 114	96 %	724 267	98 %	(2)%
	États-Unis ^{2,3}	430 178	104 %	338 353	102 %	27 %	1 424 116	99 %	381 684	102 %	273 %
	Total partiel	1 301 882	101 %	1 238 155	102 %	5 %	4 492 810	100 %	3 542 589	103 %	27 %
SOLAIRE	Ontario	5 341	96 %	5 179	92 %	3 %	38 652	105 %	39 387	106 %	(2)%
	États-Unis ⁴	121 587	89 %	128 266	98 %	(5)%	637 010	86 %	283 684	98 %	125 %
	Chili ⁵	59 038	102 %	—	— %	— %	115 864	103 %	—	— %	— %
	Total partiel	185 966	93 %	133 445	97 %	39 %	791 526	89 %	323 071	99 %	145 %
PRODUCTION TOTALE¹	2 186 961	106 %	1 793 803	93 %	22 %	8 073 914	96 %	6 509 622	96 %	24 %	
Quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex		386 397	108 %	351 996	96 %	10 %	1 516 226	99 %	1 512 136	98 %	— %
PRODUCTION PROPORTIONNELLE		2 573 358	106 %	2 145 799	93 %	20 %	9 590 140	97 %	8 021 758	96 %	20 %
GÉOTHERMIQUE	Islande	—	— %	—	— %	—	—	— %	545 424	108 %	(100)%

1. Certaines installations sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société et, afin d'assurer la cohérence, leur production d'électricité a été exclue du tableau de production.
2. Le parc éolien Foard City a été mis en service le 27 septembre 2019.
3. L'acquisition de Mountain Air a été conclue le 15 juillet 2020.
4. Le parc solaire Phoebe a été mis en service le 19 novembre 2019.
5. L'acquisition de Salvador a été conclue le 14 mai 2020.

La **production** pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020 s'est établie à 106 % de la PMLT. Cette variation s'explique principalement par des débits d'eau supérieurs à la moyenne en Colombie-Britannique et au Québec et par un régime éolien supérieur à la moyenne aux États-Unis. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par l'incidence défavorable nette de la réduction exigée par le réseau de distribution au Texas au parc solaire Phoebe, contrebalancée en partie par l'ensoleillement supérieur à la moyenne, et par des restrictions de production dans certaines installations en France. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 108 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une **production proportionnelle** représentant 106 % de la PMLT.

La **production** pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 s'est établie à 96 % de la PMLT. Si l'on ne tenait pas compte de la réduction de BC Hydro, la production aurait atteint 99 %. Cette variation s'explique surtout par une panne et la réduction exigée par le réseau de distribution au Texas au parc solaire Phoebe et par le régime éolien inférieur à la moyenne aux États-Unis pendant les deux premiers trimestres de l'exercice. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par un régime éolien supérieur à la moyenne et des débits d'eau supérieurs à la moyenne au Québec ainsi que par un régime éolien supérieur à la moyenne aux États-Unis au dernier trimestre. La quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex s'est établie à 99 % de la PMLT, ce qui s'est traduit par une **production proportionnelle** représentant 97 % de la PMLT.

Renouvellement des CAÉ

Le 16 avril 2018, la Société et la bande Sekw'el'was de Cayoose Creek ont annoncé la conclusion d'une entente avec BC Hydro relative au renouvellement du contrat d'achat d'électricité de la centrale Walden North (le « renouvellement du CAÉ de Walden »). Cayoose Creek Power Limited Partnership et BC Hydro ont convenu de résilier le renouvellement du CAÉ de Walden conformément aux modalités de ce dernier et de continuer d'effectuer des transactions aux termes du contrat d'achat d'électricité initialement conclu entre BC Hydro et ESI Power Corp. daté du 16 août 1990 et de l'accord d'abstention initialement conclu entre BC Hydro et ESI Power-Walden Corporation daté du 1er avril 2014. La Société s'attend à ce que les négociations relatives au CAÉ avec BC Hydro reprennent après le dépôt du nouveau régime intégré des ressources de la BCUC.

Le 16 avril 2018, la Société a annoncé la conclusion d'une entente avec BC Hydro relative au renouvellement du CAÉ de la centrale Brown Lake pour une période de 40 ans (le « renouvellement du CAÉ de Brown Lake »). La Société et BC Hydro ont modifié le renouvellement du CAÉ de Brown Lake comme l'a suggéré la BCUC, afin que sa durée ne dépasse pas trois ans et se termine le 31 octobre 2022. Le renouvellement modifié du CAÉ de Brown Lake a été soumis par BC Hydro à la BCUC pour approbation. L'approbation par la BCUC du renouvellement modifié du CAÉ de Brown Lake est toujours en attente.

Le CAÉ de la centrale Sainte-Marguerite a atteint la fin de sa durée initiale de 25 ans en décembre 2018. La Société a fait parvenir à Hydro-Québec son avis de renouvellement automatique pour une durée additionnelle de 25 ans. Des discussions sur les modalités de renouvellement sont en cours conformément au processus de renouvellement du CAÉ initial.

La durée initiale de 25 ans du CAÉ de la centrale Montmagny arrivera à échéance en mai 2021. La Société a fait parvenir à Hydro-Québec son avis de renouvellement automatique pour une durée additionnelle de 25 ans. Les discussions sur les modalités de renouvellement commenceront au cours de l'année.

La durée initiale de 25 ans du CAÉ des centrales Portneuf arrivera à échéance en mai 2021. La Société a fait parvenir à Hydro-Québec son avis de renouvellement automatique pour une durée additionnelle de 25 ans. Les discussions sur les modalités de renouvellement commenceront au cours de l'année.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Développement de la Société

Acquisition d'un parc solaire au Chili

- Le 14 mai 2020, la Société a réalisé l'acquisition de Salvador ainsi que l'acquisition des CAÉ couvrant une production totale d'électricité de 54,6 GWh par année. L'acquisition de Salvador et l'acquisition des CAÉ ont été réalisées à un prix net de 47,4 M\$ US (66,7 M\$) et de 18,7 M\$ US (26,3 M\$), respectivement.
- Salvador devrait générer 182,2 GWh par année et atteindre un BAIIA ajusté de 8,0 M\$ US (10,2 M\$) en 2021. Salvador a été mis en service en 2014 et livre toute sa production au réseau électrique Sistema Interconectado Central (SIC), où il reçoit un prix à la valeur marchande.
- La transaction comprend également le transfert à Innergex de contrats d'achat d'électricité basés sur la demande d'une durée de 11 ans conclus avec Empresa Eléctrica ERNC 1 S.A., une société de commerce d'électricité. Ces CAÉ, dont le volume est régulé sur la base de blocs horaires, pourraient être mis au profit d'Energía Llaima SpA, une coentreprise dont Innergex détient une participation de 50 %.
- Le prix d'achat net total de 66,1 M\$ US (93,0 M\$) a été entièrement financé par les facilités de crédit renouvelables d'Innergex. Le projet et les CAÉ acquis étaient exempts de toute dette liée au projet.

Acquisition de six parcs éoliens en Idaho, aux États-Unis

- Le 15 juillet 2020, la Société a réalisé l'acquisition de Mountain Air pour un prix d'achat de 56,8 M\$ US (77,3 M\$).
- Les six parcs éoliens de 23 MW, Cold Springs, Desert Meadow, Hammett Hill, Mainline, Ryegrass et Two Ponds, ont une puissance installée totale de 138 MW et ont été entièrement mis en service en décembre 2012. Les éoliennes font présentement l'objet d'un contrat d'entretien de service complet et tous les parcs éoliens ont des contrats d'achat d'électricité avec l'Idaho Power Company, un service public d'électricité noté BBB par Standard & Poor's, pour 100 % de leur production sur une période restante d'environ 12 ans.
- L'acquisition de Mountain Air devrait fournir une production moyenne à long terme brute estimée à 331 GWh par année et un BAIIA ajusté prévu de 21,1 M\$ US (26,9 M\$) pour 2021.
- Les actions de catégorie B devraient fournir à Innergex des flux de trésorerie supplémentaires immédiatement disponibles pour distribution représentant 62,25 % des flux de trésorerie disponibles du projet. Après que les distributions en trésorerie ont été versées à l'investisseur participant au partage fiscal, la somme des distributions à recevoir par Innergex s'élèverait à environ 6,1 M\$ US (7,8 M\$). Les actions de catégorie A demeureront la propriété de l'investisseur participant au partage fiscal existant.
- Les facilités à long terme sans recours du projet amorties sur les 12 prochaines années sont demeurées en place et ont été reprises par la Société, dans le cadre de l'acquisition, à une juste valeur de 126,5 M\$ US (172,3 M\$).

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de construction

Le tableau ci-après présente les projets qui sont en cours de construction à la date du présent rapport de gestion.

Nom (emplacement)	Type	Propriété %	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée ¹ (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Coûts totaux du projet		Prévisions, moyenne des cinq premières années			Statut	Date prévue de MS		
						Estimés ¹ (M\$)		Produits ¹ (M\$)		BAIIA ajusté proportionnel ^{1,2} (M\$)				
Hillcrest (Ohio, É.-U.)	Solaire	100	200,0	413,3	15	368,0	³	21,7	³	13,0	⁴	Tous les principaux travaux sont bien avancés et, dans l'ensemble, le projet est achevé à environ 90 %, et le personnel sur le site se chiffre à plus de 400 personnes au total. Les travaux de mise en service ont commencé en décembre. La mise en service commerciale complète est prévue pour le deuxième trimestre de 2021.	2021	
Innavik (QC, Canada)	Hydro- électrique	50	7,5	54,7	40	127,8	⁴	10,8	⁴	8,6	⁴	L'ingénierie du programme de conversion biénergie résidentielle est terminée et la préparation de l'appel d'offres est bien avancée. Le pont donnant accès à la rive sud a été livré et son installation est presque terminée. Une entente de financement de construction et de crédit à long terme de 92,8 M\$ a été conclue le 4 novembre 2020.	2022	
Yonne II (France)	Éolien	69,55	6,9	11,0	20	16,9	⁵	1,6	⁵	1,2	⁵	Les trois éoliennes ont été entièrement installées et leur mise en service est en cours. La mise en service commerciale complète est prévue pour mars 2021.	2021	
Griffin Trail (Texas, É.-U.)	Éolien	100	225,6	819,0	—	⁶	362,5	⁷	17,0	⁷	34,0	⁷	La construction a bien progressé sur le site au quatrième trimestre, des progrès importants ayant été réalisés sur les routes, les fondations des éoliennes et le bâtiment d'exploitation et d'entretien. L'entrepreneur fait appel à plus de 200 personnes sur le site pour effectuer les travaux. Les livraisons d'éoliennes ont commencé en janvier et devraient s'achever en avril 2021. Le financement du projet s'est achevé à la fin du mois de décembre. La mise en service commerciale est prévue pour le troisième trimestre de 2021.	2021
Total			440,0	1 298,0			875,2		51,1		56,8			

1. Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.

2. Le BAIIA ajusté proportionnel n'est pas une mesure reconnue et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

3. Le coût total du projet est estimé à 289,0 M\$ US, les produits prévus, à 17,0 M\$ US, et le BAIIA ajusté prévu, à 10,2 M\$ US, convertis à un taux de 1,2732.

4. Correspond à 100 % de cette installation.

5. Le coût total du projet est estimé à 10,8 M€, les produits prévus, à 1,0 M€, et le BAIIA ajusté prévu, à 0,8 M€, convertis à un taux de 1,5608.

6. L'électricité sera vendue sur le marché libre.

7. Le coût total du projet est estimé à 284,7 M\$ US, les produits prévus, à 13,3 M\$ US, le BAIIA ajusté prévu, à 4,5 M\$ US, et le BAIIA ajusté proportionnel, à 26,7 M\$ US, convertis à un taux de 1,2732.

Des plans et des mesures d'urgence sont en place sur tous les chantiers de construction pour faire face à la pandémie de COVID-19. À moins qu'un décret ne soit publié pour arrêter la construction, les travaux sur nos chantiers de construction devraient se poursuivre comme prévu.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Activités de développement

Innargex détient un portefeuille de projets en développement d'une puissance installée brute d'environ 189 MW. Le tableau ci-après présente leur statut à la date du présent rapport de gestion.

Nom (emplacement)	Type	Puissance installée brute (MW)	PMLT brute estimée ¹ (GWh)	Durée du CAÉ (années)	Statut	Date prévue de MS
Frontera (Chili)	Hydro-électrique	109,0	464,0	— ²	Le processus de financement, le contrat de construction et les demandes de permis progressent lentement en raison de la pandémie de COVID-19. Le calendrier du projet est en cours de révision.	—
Hale Kuawehi (Hawaïi, É.-U.)	Solaire	30,0 ³	87,4 ⁵	25	Les études environnementales et techniques sont terminées. L'application technique de la conception est achevée à 30 %. La sélection pour IAC et les demandes de permis sont en cours.	2022
Paeahu (Hawaïi, É.-U.)	Solaire	15,0 ³	41,2 ⁵	25	La PUC a approuvé le CAÉ. L'application technique de la conception est achevée à 30 %. Les appels d'offres pour IAC sont en cours. La demande de permis d'utilisation spéciale a été déposée au quatrième trimestre de 2020.	2023
Kahana (Hawaïi, É.-U.)	Solaire	20,0 ³	74,6 ⁵	25	Des études environnementales sont en cours ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis.	2023
Barbers Point (Hawaïi, É.-U.)	Solaire	15,0 ³	37,0 ⁵	25	Des études environnementales sont en cours ainsi que d'autres activités visant l'obtention de permis.	2023
Tonnerre (France)	Stockage	— ⁴	—	— ⁶	Le fournisseur de batteries, EVLO, une filiale d'Hydro-Québec, a été choisi et des négociations exclusives sont en cours. La demande de permis de construction a été déposée en décembre 2020.	2021
TOTAL		189	704,2			

- Ces renseignements visent à informer les lecteurs au sujet de l'incidence potentielle des projets sur les résultats de la Société. Les résultats réels peuvent être différents. Ces estimations sont à jour en date du présent rapport de gestion.
- L'électricité sera vendue sur le marché libre ou par l'entremise de CAÉ qui n'ont pas encore été signés.
- Projets solaires disposant d'une capacité de stockage par batteries de 120 MWh pour Hale Kuawehi, de 60 MWh pour Paeahu, de 80 MWh pour Kahana et de 60 MWh pour Barbers Point.
- Capacité de stockage par batteries autonome de 9 MWh.
- Le CAÉ représente un paiement de capacité forfaitaire fixe au titre de la disponibilité de l'énergie répartissable.
- Le projet a obtenu un contrat offrant un complément de rémunération d'une durée de 7 ans, qui offre un contrat à prix fixe pour le certificat de capacité. Le Code de l'énergie français prévoit un complément de rémunération fondé sur le marché. Dans le cadre d'un contrat offrant un complément de rémunération, le revenu du producteur est la somme du prix de marché et du complément de rémunération. Un tel complément correspond à la différence entre, d'une part, un tarif de référence calculé en tenant compte des coûts de financement et des charges d'exploitation moyens d'installations performantes, représentatives de la filière, et, d'autre part, le prix de marché moyen de l'électricité et de la capacité.

2- APERÇU DES ACTIVITÉS | Projets potentiels

Innergex détient également des participations dans de nombreux projets potentiels qui sont à différents stades de développement. Pour certains projets, des droits de propriété foncière ont été obtenus, une demande exploratoire d'obtention de permis a été déposée ou une proposition a été soumise ou pourrait être soumise aux termes d'un appel d'offres ou dans le cadre d'un programme d'offre standard (collectivement, les « projets potentiels »). La liste de projets potentiels est revue annuellement afin d'y ajouter des projets ou d'en retrancher, selon la possibilité d'avancement qu'ils présentent. Les projets potentiels sont classés en différents stades en fonction des éléments ci-dessous. Il n'y a aucune certitude que l'un ou l'autre des projets potentiels sera réalisé.

Afin de déterminer le stade de chaque projet potentiel, leur progression est évaluée en fonction du statut d'obtention des permis qui conduit à l'obtention d'un ordre de démarrage final, combinée à un facteur de probabilité de réussite que le projet atteigne le stade du développement. Les projets potentiels sont répartis en trois stades différents, à savoir le stade préliminaire, le stade intermédiaire et le stade avancé.

Stade préliminaire	Les projets potentiels de cette catégorie présentent un statut d'obtention des permis FAIBLE combiné à un facteur de probabilité de réussite FAIBLE ; ou un statut d'obtention des permis MOYEN combiné à un facteur de probabilité de réussite MOYEN .
Stade intermédiaire	Les projets potentiels de cette catégorie présentent un statut d'obtention des permis MOYEN combiné à un facteur de probabilité de réussite MOYEN ; ou un statut d'obtention des permis ÉLEVÉ combiné à un facteur de probabilité de réussite MOYEN .
Stade avancé	Les projets potentiels de cette catégorie présentent un statut d'obtention des permis ÉLEVÉ combiné à un facteur de probabilité de réussite ÉLEVÉ ; ou un statut d'obtention des permis MOYEN combiné à un facteur de probabilité de réussite ÉLEVÉ .

	Stade préliminaire		Stade intermédiaire		Stade avancé		Puissance totale (en MW)	Nombre total de projets
	Puissance (en MW)	Nombre de projets	Puissance (en MW)	Nombre de projets	Puissance (en MW)	Nombre de projets		
CANADA								
Hydroélectrique	500	7	—	—	—	—	500	7
Solaire	300	8	—	—	—	—	300	8
Éolien	3 443	20	500	3	—	—	3 943	23
Total partiel	4 243	35	500	3	—	—	4 743	38
ÉTATS-UNIS								
Solaire	664	7	370	3	200	1	1 234	11
Éolien	—	—	—	—	320	1	320	1
Total partiel	664	7	370	3	520	2	1 554	12
FRANCE								
Éolien	69	7	120	7	162	9	351	23
CHILI								
Hydroélectrique	183	3	—	—	3	1	186	4
Solaire	32	1	—	—	—	—	32	1
Éolien	—	—	9	1	—	—	9	1
Total partiel	215	4	9	1	3	1	227	6
Total	5 191	53	999	14	685	12	6 875	79

1. Seule la puissance installée brute des projets potentiels est fournie étant donné que la puissance nette n'est pas encore définie à cette étape-ci.

Projets de l'alliance stratégique

La Société a formé une alliance stratégique avec Hydro-Québec le 6 février 2020 afin de tirer parti du solide savoir-faire québécois en matière d'énergie renouvelable et de gestion de réseaux électriques pour saisir des occasions à l'échelle mondiale. Aux fins de l'alliance stratégique, Hydro-Québec a engagé un montant initial de 500 M\$ qui sera entièrement et exclusivement consacré à des projets d'énergie renouvelable réalisés conjointement avec Innergex. Chacune des parties s'est également engagée à présenter exclusivement à l'autre ses occasions d'investissement dans des secteurs ciblés hors Québec pour une période initiale de 3 ans. Les domaines d'investissement ciblés incluent des projets éoliens et solaires comprenant des volets de stockage par batteries ou de transport, des projets relatifs à de la production décentralisée ou des réseaux autonomes d'énergie renouvelable et à d'autres projets touchant des secteurs dont les deux entreprises conviendront.

Au cours de la première année de l'alliance stratégique, les deux entités ont travaillé ensemble pour constituer une équipe chargée d'identifier les occasions d'investissement. De nombreuses occasions ont été évaluées, et d'autres sont encore à l'étude. La pandémie actuelle de COVID-19 a ralenti le marché, mais il est toujours possible de dénicher des occasions, et l'équipe évalue toutes celles qui sont pertinentes pour l'alliance stratégique. En outre, les deux entités ciblent des installations de stockage d'énergie autonome qui utiliseraient la technologie de stockage par batteries élaborée par Hydro-Québec.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre ¹				Exercices clos les 31 décembre ¹			
	2020	2019	Variation		2020	2019	Variation	
Produits	167 927	143 116	24 811	17 %	613 207	557 042	56 165	10 %
Charges d'exploitation	36 510	26 308	10 202	39 %	131 442	98 455	32 987	34 %
Frais généraux et Charges liées aux projets potentiels	9 979	11 235	(1 256)	(11) %	42 948	36 507	6 441	18 %
BAlIA ajusté ²	117 830	103 333	14 497	14 %	422 109	409 175	12 934	3 %
Marge du BAlIA ajusté ²	70,2 %	72,2 %			68,8 %	73,5 %		
Charges financières	57 443	61 062	(3 619)	(6) %	233 143	231 766	1 377	1 %
Autres produits, montant net	(7 304)	(102 004)	94 700	(93) %	(65 554)	(104 643)	39 089	(37) %
Amortissements	58 465	53 021	5 444	10 %	228 526	194 579	33 947	17 %
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	26 659	—	26 659	— %	26 659	—	26 659	— %
Dépréciation de frais de développement de projets	—	8 184	(8 184)	— %	—	8 184	(8 184)	— %
Quote-part (du bénéfice net) de la perte des coentreprises et des entreprises associées ³	(13 874)	(27 276)	13 402	(49) %	7 524	(36 469)	43 993	(121) %
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(22 810)	40 708	(63 518)	(156) %	2 025	49 933	(47 908)	(96) %
Charge d'impôt	7 357	117 687	(110 330)	(94) %	18 897	118 851	(99 954)	(84) %
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	11 894	(48 049)	59 943	(125) %	(29 111)	(53 026)	23 915	(45) %
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	—	644	(644)	(100) %	—	21 815	(21 815)	(100) %
Bénéfice net (perte nette)	11 894	(47 405)	59 299	(125) %	(29 111)	(31 211)	2 100	(7) %
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux :								
Propriétaires de la société mère	11 920	(46 158)	58 078	(126) %	(32 628)	(28 041)	(4 587)	16 %
Participations ne donnant pas le contrôle	(26)	(1 247)	1 221	(98) %	3 517	(3 170)	6 687	(211) %
	11 894	(47 405)	59 299	(125) %	(29 111)	(31 211)	2 100	(7) %
Bénéfice net (perte nette) par action découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires, de base et dilué(e) (\$)	0,06	(0,35)			(0,23)	(0,40)		
Bénéfice net (perte nette) par action attribuable aux propriétaires, de base et dilué(e) (\$)	0,06	(0,36)			(0,23)	(0,25)		

1. Résultats des activités poursuivies, sauf indication contraire.

2. Le BAlIA ajusté et la marge du BAlIA ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

3. Certaines installations sont traitées comme des coentreprises et des entreprises associées et sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence; leurs produits ne sont pas inclus dans les produits consolidés de la Société.

Sur une base consolidée, la **marge du BAIIA ajusté** est en baisse de 72,2 % à 70,2 % pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, et en baisse de 73,5 % à 68,8 % pour la période de douze mois close le 31 décembre 2020.

La diminution pour la période de trois mois s'explique essentiellement par l'augmentation de la pondération des secteurs de la production solaire et éolienne, dont les marges sont plus faibles, en raison des récentes acquisitions et activités de mise en service, contrebalancée en partie par la diminution des frais généraux et administratifs.

La diminution pour la période de douze mois s'explique essentiellement par l'augmentation de la pondération des secteurs de la production solaire et éolienne, dont les marges sont plus faibles, du fait des récentes acquisitions et activités de mise en service, ainsi que par la hausse des frais généraux et administratifs pour soutenir la croissance de la Société.

Sur une base consolidée, la **marge du BAIIA ajusté proportionnel** a diminué, passant de 75,2 % à 72,4 % pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, et de 74,0 % à 71,7 % pour la période de douze mois close le 31 décembre 2020.

La diminution pour la période de trois mois s'explique essentiellement par la baisse de la marge du BAIIA ajusté et les marges plus faibles de certains parcs éoliens découlant de la baisse des prix de vente nets.

La diminution pour la période de douze mois s'explique essentiellement par la baisse de la marge du BAIIA ajusté, contrebalancée en partie par la hausse de l'apport des CIP du parc éolien Foard City qui améliore directement la marge.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Secteur de la production hydroélectrique

Secteur de la production hydroélectrique	Périodes de trois mois closes les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2020	2019	Variation	2020	2019	Variation
Production (MWh) ¹	699 113	422 203	66 %	2 789 578	2 643 962	6 %
PMLT (MWh)	580 908	580 908	— %	3 017 166	3 017 166	— %
Produits (en M\$)	59 945	39 949	50 %	229 102	218 918	5 %
BAIIA ajusté (en M\$) ¹	43 500	29 126	49 %	173 869	170 023	2 %
Marge du BAIIA ajusté ¹	72,6 %	72,9 %	—	75,9 %	77,7 %	—
PROPORTIONNEL¹						
Production proportionnelle (MWh)	828 189	529 223	56 %	3 372 316	3 243 489	4 %
Produits proportionnels (en M\$)	74 358	50 815	46 %	293 497	283 679	3 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	53 854	36 498	48 %	223 695	218 034	3 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	72,4 %	71,8 %	—	76,2 %	76,9 %	—

1. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, l'augmentation de 49 % du **BAIIA ajusté** du secteur de la production hydroélectrique par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent est principalement attribuable à la hausse de l'apport des centrales de la Colombie-Britannique. Cet apport plus élevé découle principalement de la hausse des produits, laquelle s'explique par l'incidence favorable nette de l'augmentation de la production par rapport à la baisse des prix de vente, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation par rapport aux chiffres de 2019, qui comprenaient le règlement favorable de la réclamation relative aux droits d'utilisation de l'eau. L'augmentation est également attribuable à l'accroissement de la production des centrales du Québec. La diminution de la **marge du BAIIA ajusté**, qui est passée de 72,9 % à 72,6 %, s'explique surtout par l'augmentation des charges d'exploitation.

L'apport des centrales hydroélectriques des **coentreprises et des entreprises associées** au **BAlIA ajusté proportionnel** s'élève à 10,4 M\$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, en hausse de 40 % comparativement à un apport de 7,4 M\$ pour le même trimestre l'an dernier, du fait essentiellement de la hausse de l'apport de la centrale Jimmie Creek découlant de la hausse des produits attribuable à l'augmentation de la production et du prix de vente, de la hausse des produits générés par la centrale Toba Montrose attribuable à l'incidence favorable nette de l'accroissement de la production sur la diminution des prix de vente, et de l'apport accru de certaines centrales au Chili découlant de l'incidence favorable de la hausse des prix de vente moyens par rapport à la baisse de la production.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, l'augmentation de 2 % du **BAlIA ajusté** du secteur de la production hydroélectrique par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent est principalement attribuable à la hausse de l'apport des centrales de la Colombie-Britannique, laquelle s'explique par l'augmentation des produits découlant de l'accroissement de la production et de la hausse des prix de vente moyens de la plupart des centrales, malgré l'expiration du programme de subventions écoÉNERGIE pour certaines centrales. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la réduction imposée par BC Hydro pour cinq centrales et par la hausse des charges d'exploitation dans les centrales de la Colombie-Britannique, comparativement aux chiffres de 2019 qui comprenaient le règlement favorable de la réclamation relative aux droits d'utilisation de l'eau. La diminution de la **marge du BAlIA ajusté**, de 77,7 % à 75,9 %, s'explique surtout par l'augmentation des charges d'exploitation.

L'apport des centrales hydroélectriques des **coentreprises et des entreprises associées** au **BAlIA ajusté proportionnel** s'élève à 49,8 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, en hausse de 4 % comparativement à un apport de 48,0 M\$ pour la même période l'an dernier, du fait essentiellement de la hausse de l'apport de la centrale Toba Montrose découlant de la hausse des produits, attribuable à l'incidence favorable de l'augmentation de la production sur la baisse des prix de vente moyens. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse de l'apport de la centrale Jimmie Creek attribuable à la diminution des produits, laquelle s'explique surtout par la réduction imposée par BC Hydro et par la baisse de l'apport de certaines centrales au Chili découlant de l'incidence défavorable nette de la baisse de la production sur l'augmentation des prix de vente moyens et la diminution des charges d'exploitation.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Secteur de la production éolienne

Secteur de la production éolienne	Périodes de trois mois closes les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2020	2019	Variation	2020	2019	Variation
Production (MWh)	1 301 882	1 238 155	5 %	4 492 810	3 542 589	27 %
PMLT (MWh)	1 292 026	1 217 196	6 %	4 492 522	3 426 464	31 %
Produits (en M\$)	98 470	92 927	6 %	333 795	304 724	10 %
BAlIA ajusté (en M\$) ¹	78 658	78 369	— %	263 945	253 606	4 %
Marge du BAlIA ajusté ¹	79,9 %	84,3 %	—	79,1 %	83,2 %	—
PROPORTIONNEL¹						
Production proportionnelle (MWh)	1 555 772	1 479 829	5 %	5 413 583	4 442 098	22 %
Produits proportionnels (en M\$)	127 030	126 280	1 %	435 784	378 804	15 %
BAlIA ajusté proportionnel (en M\$)	103 164	108 659	(5) %	351 262	312 285	12 %
Marge du BAlIA ajusté proportionnel	81,2 %	86,0 %	— %	80,6 %	82,4 %	— %

1. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, le **BAIIA ajusté** du secteur de la production éolienne est demeuré stable, principalement en raison de l'acquisition de Mountain Air en Idaho réalisée le 15 juillet 2020 et de la hausse de l'apport des parcs éoliens au Québec découlant de l'accroissement de la production. Ces éléments ont été contrebalancés par la baisse des produits générés par le parc éolien Foard City, attribuable aux prix de vente nets défavorables et à la hausse des charges d'exploitation. Ces éléments ont aussi été partiellement contrebalancés par la baisse de l'apport des parcs éoliens en France, attribuable à la diminution des produits découlant essentiellement d'une diminution du régime éolien. La diminution de la **marge du BAIIA ajusté**, de 84,3 % à 79,9 %, s'explique surtout par la pondération des installations récemment acquises ou mises en service aux États-Unis, dont les marges sont plus faibles.

L'apport des parcs éoliens des **coentreprises et des entreprises associées** au **BAIIA ajusté proportionnel** s'est chiffré à 4,9 M\$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, par rapport à un apport de 12,5 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la baisse de l'apport des parcs éoliens Shannon et Flat Top découlant principalement de la baisse des produits, qui s'explique par des prix de vente nets défavorables et par un ajustement annuel favorable en 2019.

L'apport des **CIP proportionnels** générés par les parcs éoliens s'est chiffré à 19,6 M\$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, contre un apport de 17,8 M\$ pour le même trimestre de l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable aux CIP plus élevés obtenus grâce à l'accroissement de la production des parcs éoliens situés aux États-Unis.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, l'augmentation de 4 % du **BAIIA ajusté** du secteur de la production éolienne est principalement attribuable à l'acquisition de Mountain Air en Idaho réalisée le 15 juillet 2020, à la mise en service du parc éolien Foard City au Texas le 27 septembre 2019 et à la hausse de l'apport de la plupart des parcs éoliens en France découlant de l'augmentation des produits. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par la baisse de l'apport des parcs éoliens au Québec, qui s'explique par l'incidence défavorable nette de la diminution des produits découlant de la baisse de la production sur la baisse des charges d'exploitation. La variation est contrebalancée en partie par une interruption temporaire et les restrictions de production dans certains parcs éoliens en France. La diminution de la **marge du BAIIA ajusté**, de 83,2 % à 79,1 %, s'explique surtout par la pondération des installations récemment acquises ou mises en service aux États-Unis, dont les marges sont plus faibles.

L'apport des parcs éoliens des **coentreprises et des entreprises associées** au **BAIIA ajusté proportionnel** s'est chiffré à 16,8 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, en baisse de 22 % comparativement à un apport de 21,6 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, en raison surtout de la baisse de l'apport des parcs éoliens Shannon et Flat Top découlant de la baisse des produits, qui s'explique par des prix de vente nets défavorables, le tout en partie contrebalancé par la baisse des charges d'exploitation. Cet élément a été partiellement contrebalancé par la hausse de l'apport du parc éolien Dokie, attribuable à l'accroissement de la production.

L'apport des **CIP proportionnels** générés par les parcs éoliens s'est chiffré à 70,5 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, contre un apport de 37,1 M\$ pour la même période de l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable aux CIP générés par le parc éolien Foard City à la suite de sa mise en service le 27 septembre 2019.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Secteur de la production solaire

Secteur de la production solaire	Périodes de trois mois closes les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2020	2019	Variation	2020	2019	Variation
Production (MWh)	185 966	133 445	39 %	791 526	323 071	145 %
PMLT (MWh)	199 786	136 978	46 %	887 369	326 540	172 %
Produits (en M\$)	9 512	10 240	(7)%	50 310	33 400	51 %
BAIIA ajusté (en M\$) ¹	8 135	8 796	(8)%	39 214	31 034	26 %
Marge du BAIIA ajusté ¹	85,5 %	85,9 %	—	77,9 %	92,9 %	—
PROPORTIONNEL¹						
Production proportionnelle (MWh)	189 397	136 747	39 %	804 241	336 171	139 %
Produits proportionnels (en M\$)	9 967	10 852	(8)%	52 185	35 518	47 %
BAIIA ajusté proportionnel (en M\$)	8 375	9 085	(8)%	40 290	31 988	26 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	84,0 %	83,7 %	— %	77,2 %	90,1 %	— %

1. Ces mesures ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. La production et la production proportionnelle sont des indicateurs de rendement clés utilisés par la Société, qui ne peuvent pas faire l'objet d'un rapprochement avec une mesure reconnue par les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour plus d'information.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, la diminution de 8 % du **BAIIA ajusté** du secteur de la production solaire est principalement attribuable à la baisse de l'apport du parc solaire Phoebe découlant de l'incidence défavorable nette de la diminution des prix de vente nets, contrebalancée en partie par la baisse des charges d'exploitation. Cette variation a également été contrebalancée en partie par l'acquisition de Salvador le 14 mai 2020. La **marge du BAIIA ajusté** est demeurée stable.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, l'augmentation de 26 % du **BAIIA ajusté** du secteur de la production solaire est principalement attribuable à la mise en service du parc solaire Phoebe le 19 novembre 2019 et à l'acquisition de Salvador le 14 mai 2020. La diminution de la **marge du BAIIA ajusté**, qui est passée de 92,9 % à 77,9 %, s'explique surtout par la pondération de l'acquisition récente et des parcs solaires mis en service aux États-Unis et au Chili, dont les marges sont plus faibles.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE ET RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies

Bénéfice net de 11,9 M\$ (bénéfice de base et dilué de 0,06 \$ par action) pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, comparativement à une perte nette découlant des activités poursuivies de 48,0 M\$ (perte de base et diluée de 0,35 \$ par action) en 2019.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire expliquée précédemment, l'augmentation de 59,9 M\$ du bénéfice net s'explique principalement par :

- une diminution de 110,3 M\$ de la **charge d'impôt, laquelle est attribuable surtout à une diminution des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal**, à savoir l'amortissement fiscal accéléré, les CIP et les CII, y compris l'incidence de ceux-ci sur la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées;
- une variation favorable de 63,5 M\$ de la **variation de la juste valeur des instruments financiers**, qui se compose des éléments suivants :
 - une variation favorable de 45,8 M\$ de la **partie non réalisée** de la variation de la juste valeur des instruments financiers, en raison principalement d'un profit découlant de l'évaluation à la valeur de marché de la couverture du prix de l'électricité et de la couverture de base de Phoebe en 2020, par rapport à une perte découlant de l'évaluation à la valeur de marché en 2019, qui s'explique dans une large mesure par la couverture de base;

- une variation favorable de 17,7 M\$ de la **partie réalisée** de la variation de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout à une perte nette réalisée de 0,1 M\$ sur la couverture de base de Phoebe en 2020, contre une perte de 11,7 M\$ en 2019.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- une diminution de 13,4 M\$ de la **quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées**, attribuable surtout à une diminution du profit découlant de l'évaluation à la valeur de marché des couvertures du prix de l'électricité de Shannon et de Flat Top en 2020, par rapport à 2019;
- une augmentation de 18,5 M\$ de la **dépréciation des actifs non courants** découlant d'une charge de dépréciation de 26,7 M\$ à l'égard de notre investissement dans Energía Llaima en raison des récents changements dans les conditions du marché qui ont affecté négativement les prévisions de flux de trésorerie futurs de l'investissement, contre une dépréciation de 8,2 M\$ à l'égard des frais de développement de projets en 2019;
- une diminution de 94,7 M\$ des **autres produits principalement attribuables aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal** du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe, qui ont principalement trait à l'amortissement fiscal accéléré principalement comptabilisé au cours de l'exercice de la mise en service.

Perte nette de 29,1 M\$ (perte de base et diluée de 0,23 \$ par action) pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, comparativement à une perte nette découlant des activités poursuivies de 53,0 M\$ (perte de base et diluée de 0,40 \$ par action) en 2019.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire expliquée précédemment, la diminution de 23,9 M\$ de la perte nette s'explique par :

- une diminution de 100,0 M\$ de la **charge d'impôt, laquelle est attribuable surtout à une diminution des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal**, à savoir l'amortissement fiscal accéléré, les CIP et les CII, y compris l'incidence de ceux-ci sur la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées;
- une variation favorable de 47,9 M\$ de la **variation de la juste valeur des instruments financiers**, qui se compose des éléments suivants :
 - une variation favorable de 42,2 M\$ de la **partie non réalisée** de la variation de la juste valeur des instruments financiers, en raison principalement de la couverture du prix de l'électricité et de la couverture de base de Phoebe de même que de la variation favorable de la conversion des prêts intragroupe, contrebalancées en partie par la variation défavorable de la perte latente sur le portefeuille de contrats de change à terme de la Société;
 - une variation favorable de 5,7 M\$ de la **partie réalisée** de la variation de la juste valeur des instruments financiers, attribuable surtout aux profits réalisés sur les couvertures du prix de l'électricité de Phoebe et de Salvador.

Ces éléments ont été contrebalancés en partie par :

- une augmentation de 6,4 M\$ des **frais généraux et administratifs**, attribuable surtout à une hausse des salaires et des honoraires professionnels, pour soutenir la croissance de la Société;
- une augmentation de 18,5 M\$ de la **dépréciation des actifs non courants** découlant d'une dépréciation de 26,7 M\$ à l'égard de l'investissement dans Energía Llaima en 2020, contre une dépréciation de 8,2 M\$ à l'égard des frais de développement de projets en 2019;
- une diminution de 39,1 M\$ des **autres produits nets principalement attribuables aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal** du parc éolien Foard City, qui ont principalement trait à l'amortissement fiscal accéléré au cours de l'exercice de la mise en service, partiellement contrebalancée par une hausse des CIP générés par le parc éolien Foard City;
- une augmentation de 44,0 M\$ de la **quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées**, attribuable surtout à une perte découlant de l'évaluation à la valeur de marché des couvertures du prix de l'électricité de Shannon et de Flat Top en 2020, par rapport à un profit découlant de l'évaluation à la valeur de marché pour la période correspondante de 2019;
- une augmentation de 33,9 M\$ des **amortissements**, liée principalement aux acquisitions de Salvador et de Mountain Air réalisées au cours des deuxième et troisième trimestres de 2020, respectivement, et à la mise en service du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe au quatrième trimestre de 2019.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies

Le bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et événements non récurrents, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies n'est pas une mesure reconnue selon les IFRS et n'a pas de signification prescrite par les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

Le tableau suivant présente un sommaire du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies (se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour obtenir un rapprochement avec le compte consolidé de résultat) :

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019	2020	2019
Produits	167 927	143 116	613 207	557 042
Charges d'exploitation	36 510	26 308	131 442	98 455
Frais généraux et administratifs	9 979	11 235	42 948	36 507
Charges liées aux projets potentiels	3 608	2 240	16 708	12 905
BAlIA ajusté	117 830	103 333	422 109	409 175
Charges financières	57 443	61 062	233 143	231 766
Autres produits, montant net	(7 154)	(101 763)	(63 824)	(101 981)
Amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles	58 465	53 021	228 526	194 579
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(3 646)	(5 730)	(12 465)	(13 472)
(Profit réalisé) perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	(1 818)	208	(9 232)	208
Charge d'impôt sur le résultat	1 550	122 117	23 650	124 100
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies¹	12 990	(25 582)	22 311	(26 025)

1. Le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies n'est pas une mesure reconnue selon les IFRS et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Bénéfice net ajusté de 13,0 M\$ pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, comparativement à une perte nette ajustée découlant des activités poursuivies de 25,6 M\$ en 2019.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire expliquée précédemment, l'augmentation de 38,6 M\$ du bénéfice net ajusté découlant des activités poursuivies s'explique par :

- une diminution de 120,6 M\$ de la **charge d'impôt, laquelle est attribuable surtout à une diminution des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal**, à savoir l'amortissement fiscal accéléré, les CIP et les CII, y compris l'incidence de ceux-ci sur la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées.

Ce facteur a été contrebalancé en partie par :

- une diminution de 94,6 M\$ des **autres produits principalement attribuables aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal** du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe, qui ont principalement trait à l'amortissement fiscal accéléré principalement comptabilisé au cours de l'exercice de la mise en service.

Bénéfice net ajusté de 22,3 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, comparativement à une perte nette ajustée découlant des activités poursuivies de 26,0 M\$ en 2019.

Outre la performance opérationnelle respective des secteurs de la production hydroélectrique, éolienne et solaire expliquée précédemment, l'augmentation de 48,3 M\$ du bénéfice net ajusté découlant des activités poursuivies s'explique essentiellement par :

- une diminution de 100,5 M\$ de la **charge d'impôt**, laquelle est attribuable surtout à une diminution des attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal, à savoir l'amortissement fiscal accéléré, les CIP et les CII, y compris l'incidence de ceux-ci sur la quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées;
- une variation favorable de 9,4 M\$ de la **partie réalisée** de la variation de la juste valeur des instruments financiers, attribuable aux profits réalisés sur les couvertures du prix de l'électricité de Phoebe et de Salvador.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par :

- une augmentation de 6,4 M\$ des **frais généraux et administratifs**, attribuable surtout à une hausse des salaires et des honoraires professionnels, pour soutenir la croissance de la Société;
- une diminution de 38,2 M\$ des **autres produits principalement attribuables aux attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal** du parc éolien Foard City, qui a principalement trait à l'amortissement fiscal accéléré principalement comptabilisé au cours de l'exercice de la mise en service, partiellement contrebalancée par une hausse des CIP générés par le parc éolien Foard City;
- une augmentation de 33,9 M\$ des **amortissements**, liée principalement aux acquisitions de Salvador et de Mountain Air réalisées au cours des deuxième et troisième trimestres de 2020, respectivement, et à la mise en service du parc éolien Foard City et du parc solaire Phoebe au quatrième trimestre de 2019.

3- PERFORMANCE FINANCIÈRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION | Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle sont liées aux filiales non entièrement détenues indiquées à la rubrique « Portefeuille d'actifs ».

Attribution d'une perte de néant aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, comparativement à l'attribution d'une perte de 1,2 M\$ pour la période correspondante de 2019

L'augmentation de 1,2 M\$ de la perte attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'explique essentiellement par :

- une variation défavorable de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés d'Innergex Europe;

Ce facteur a été contrebalancé en partie par :

- un ajustement cumulé lié au reclassement du financement de partage fiscal à titre de passif financier au cours du quatrième trimestre de 2019, ce qui a touché simultanément le montant du bénéfice auparavant alloué à l'investisseur participant au partage fiscal;
- l'acquisition de Mountain Air, dont 37,75 % du bénéfice net est attribué aux participations ne donnant pas le contrôle.

Attribution d'un bénéfice de 3,5 M\$ aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, comparativement à l'attribution d'une perte de 3,2 M\$ pour la période correspondante de 2019

L'augmentation de 6,7 M\$ du bénéfice attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle découle principalement :

- d'une variation favorable de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés et de la hausse des produits d'Innergex Europe;
- d'une augmentation des produits des centrales d'Harrison Hydro, en raison surtout de l'accroissement de la production de ces centrales au quatrième trimestre de 2020.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Structure du capital

La structure de notre capital se compose des éléments suivants, comme il est indiqué ci-après.

	Au 31 décembre 2020	Au 31 décembre 2019
Capitaux propres¹		
Actions ordinaires ²	4 778 325	2 350 382
Actions privilégiées ³	99 364	95 010
Participations ne donnant pas le contrôle	62 078	10 942
Prêts et emprunts à long terme¹		
Facilité de crédit renouvelable de la Société	182 996	490 996
Autres dettes de la Société	266 627	267 167
Dettes au niveau des projets	3 839 799	3 380 770
Financement par participation au partage fiscal	315 958	339 950
Débetures convertibles	280 075	278 827
Frais de financement différés	(71 574)	(66 041)
	9 753 648	7 148 003

1. Les actions ordinaires et privilégiées sont présentées à leur valeur de marché aux 31 décembre 2020 et 2019, tandis que les participations ne donnant pas le contrôle et les prêts et emprunts à long terme sont présentés à leur valeur comptable.

2. Correspond au nombre d'actions ordinaires en circulation aux 31 décembre 2020 et 2019, multiplié par le cours de l'action en vigueur à la clôture du marché, soit 27,37 \$ (16,86 \$ en 2019).

3. Correspond au nombre d'actions privilégiées en circulation aux 31 décembre 2020 et 2019, multiplié par le cours des actions privilégiées de série A et de série C en vigueur à la clôture du marché, soit 14,46 \$ et 25,10 \$, respectivement (14,15 \$ et 23,45 \$, respectivement, en 2019).

La stratégie d'Innergex relativement à la gestion de son capital consiste i) à développer ou à acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de haute qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et stables, dans le but d'obtenir des rendements élevés sur le capital investi et ii) à distribuer des dividendes stables.

Innergex détermine le montant du capital requis, et sa répartition entre la dette et les capitaux propres, aux fins de l'acquisition et du développement de nouvelles installations de production d'électricité en fonction des caractéristiques propres en matière de stabilité et de croissance de chacune des installations. Cette détermination vise à assurer la distribution d'un dividende stable tout en maintenant un niveau d'endettement acceptable. En général, les capitaux propres sont la principale source de financement pour le développement des projets, tandis que les prêts et emprunts à long terme servent à financer les projets de construction. La Société prévoit financer de 70 % à 85 % de ses coûts de construction principalement au moyen du financement par emprunt à long terme sans recours ou du financement par participation au partage fiscal pour les projets admissibles aux États-Unis.

L'augmentation du nombre d'actions ordinaires en circulation est principalement attribuable au placement privé d'Hydro-Québec. L'augmentation des participations ne donnant pas le contrôle s'explique principalement par l'acquisition de Mountain Air, déduction faite des dividendes sur les participations ne donnant pas le contrôle. L'augmentation des prêts et emprunts à long terme est attribuable à la construction d'Hillcrest, de Griffin Trail et de Yonne II ainsi qu'à l'acquisition de Mountain Air, contrebalancées en partie par un remboursement de la facilité de crédit renouvelable de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec.

Au 31 décembre 2020, sauf indication contraire, la Société et ses filiales ont respecté l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ conclus par diverses filiales de la Société pourraient limiter la capacité de virer des fonds de ces filiales à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations. Aux 31 décembre 2020 et 2019, le parc Mesgi'g Ugju's'n s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit. Un manquement a été déclenché par la faillite d'un fournisseur considéré comme un participant majeur du projet dans le cadre de l'accord de crédit. Une dérogation a été obtenue et a ensuite été prolongée jusqu'au 31 mars 2021. Un plan a été mis en place pour assurer la continuité des opérations du parc. Un dialogue permanent et des rapports sont fournis aux prêteurs du parc jusqu'à ce que cette situation soit résolue. Si la dérogation n'est pas renouvelée, les prêteurs auront le droit d'exiger un remboursement. Par conséquent, la tranche de 219 M\$ (232,1 M\$ en 2019) de l'emprunt qui serait autrement classée dans les

prêts et emprunts non courants a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019, le parc était en conformité avec les clauses financières.

Au 31 décembre 2020, les installations Montjean et Theil-Rabier ne respectaient pas leurs ratios de couverture de la dette cibles respectifs, ce qui a déclenché un défaut au titre de leur convention de crédit respective. Cette situation est imputable à des incidents impliquant deux pales, qui ont provoqué des interruptions d'activité des installations Montjean et Theil-Rabier pendant une longue période, suivies de plusieurs restrictions de production. En supposant que la situation ne soit pas résolue, les prêteurs auraient le droit de demander un remboursement et, en conséquence, la tranche de 12 331 € (19 246 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée dans la partie non courante de chaque dette a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme.

Au 31 décembre 2020, les installations Mountain Air étaient en violation de leurs conventions de crédit en raison du non-respect d'une exigence spécifique de la clause d'assurance. Une dérogation a été obtenue jusqu'au 31 mars 2021. Si la situation n'est pas résolue et si la dérogation n'est pas renouvelée, les prêteurs auraient le droit de demander un remboursement et, en conséquence, la tranche de 115 304 \$ US (146 804 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme.

Le taux d'intérêt global effectif des prêts et emprunts à long terme de la Société était de 4,50 % au 31 décembre 2020 (4,70 % au 31 décembre 2019).

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Participation au partage fiscal

La Société détient des participations dans certaines installations qui sont admissibles à des incitatifs fiscaux offerts aux installations d'énergie renouvelable aux États-Unis. Compte tenu de son portefeuille actuel d'installations d'énergie renouvelable, la Société ne peut pas pleinement monétiser ces incitatifs fiscaux. Afin de tirer pleinement profit de ces incitatifs, la Société s'associe à des investisseurs participant au partage fiscal (« IPF ») qui investissent dans ces installations en échange d'une quote-part des crédits d'impôt.

Certaines structures de financement des IPF comprennent un accord de financement partiel avec apport de paiements à l'utilisation aux termes duquel, lorsque la production annuelle réelle en MWh dépasse un certain niveau, les IPF sont tenus de verser un apport en trésorerie (l'« apport de paiements à l'utilisation ») à la Société. L'accord avec apport de paiements à l'utilisation donne lieu à une baisse du placement initial des IPF et leur confère une certaine protection contre le potentiel de sous-performance de l'actif.

Innergex comptabilise les cotisations des IPF comme des prêts et emprunts à long terme, à un montant représentant le produit reçu de l'investisseur participant au partage fiscal en échange d'actions de la filiale, déduction faite des éléments suivants :

Éléments ayant une incidence sur le coût amorti du financement de partage fiscal	Description
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	Attribution des CIP à l'investisseur participant au partage fiscal, qui découlent de l'énergie produite pendant la période et sont comptabilisés dans le montant net des autres produits à mesure qu'ils sont acquis, et en réduction de la participation au partage fiscal.
Crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)	Attribution des CII à l'investisseur participant au partage fiscal, attribuables aux activités de construction et comptabilisés en réduction du coût des actifs auxquels ils se rapportent et de la participation au partage fiscal.
Bénéfice imposable (perte fiscale), y compris les attributs fiscaux comme l'amortissement fiscal accéléré	Attribution du bénéfice imposable et des autres attributs fiscaux à l'investisseur participant au partage fiscal comptabilisés dans le montant net des autres produits à mesure qu'ils sont acquis, et en réduction de la participation au partage fiscal.
Charges d'intérêts	Charges d'intérêts, calculées au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif, comptabilisées dans les charges financières à mesure qu'elles sont engagées et comptabilisées comme une hausse du financement au partage fiscal.
Apport de paiements à l'utilisation	Cotisations en trésorerie supplémentaires versées par l'investisseur participant au partage fiscal lorsque la production annuelle est supérieure au seuil stipulé par contrat, comptabilisées comme une augmentation du financement de partage fiscal.
Distributions en trésorerie	Attribution en trésorerie à l'investisseur participant au partage fiscal, comptabilisée en réduction de la participation au partage fiscal.

Programme de crédits d'impôt sur la production (« CIP »)

Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux projets éoliens de recevoir des crédits d'impôt, qui sont obtenus pour chaque MWh de production au cours des dix premières années d'exploitation du projet. Les IPF se répartissent une partie du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP produits et une partie de la trésorerie générée par l'installation jusqu'à l'obtention d'un rendement après impôt sur l'investissement convenu à l'avance (le « point de basculement »). Après le point de basculement, une plus faible part de la trésorerie et du bénéfice imposable (de la perte fiscale) générés par l'installation sera retenue par les IPF.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF	Placement des IPF (M\$)	Génération annuelle attendue des CIP ³ (M\$)	Apport de paiements à l'utilisation annuel attendu ⁴ (M\$)	Attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP aux IPF (avant le point de basculement)	Attribution des distributions en trésorerie aux IPF (avant le point de basculement)
Shannon ^{1,2}	2015	À l'étude ⁵	274,2	22,7	—	21,32 %	64,10 %
Flat Top ^{1,2}	2018	À l'étude ⁵	267,2	27,8	—	99,00 %	21,97 %
Foard City ^{1,2,4}	2019	2029	372,7	41,5	4,5	99,00 %	5,00 %

1. Avant le point de basculement, les distributions en trésorerie à l'investisseur participant au partage fiscal sont déterminées en fonction d'un test trimestriel qui mesure la trésorerie générée et cumulée depuis la mise en service commerciale. Une baisse de la production pourrait entraîner une attribution en trésorerie plus élevée à l'investisseur participant au partage fiscal ou un changement de point de basculement. Les chiffres fournis se rapportent à l'exercice clos le 31 décembre 2020.
2. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Shannon, Flat Top et Foard City, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé une garantie pour indemniser les IPF en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.
3. Selon la PMLT brute estimée et le crédit actuel de 25 \$ US/MWh généré pour la période allant de la date de mise en service au point de basculement, convertis en dollars canadiens à un taux de 1,2732. La génération des CIP variera en fonction de la production réelle.
4. L'estimation de l'apport de paiements à l'utilisation annuel moyen est fondée sur les CIP générés sur la PMLT brute estimée pour chaque exercice allant de la date de mise en service au point de basculement, converti en dollars canadiens à un taux de 1,2732. L'apport de paiements à l'utilisation sera obtenu en fonction de la production réelle dépassant un certain seuil annuel, sous réserve d'un maximum cumulatif contractuel.
5. En raison des conséquences financières défavorables engendrées par les conditions météorologiques extrêmes en février 2021 au Texas (se reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la clôture » pour plus d'information), la Société évalue actuellement les répercussions sur les dates du point de basculement des IPF de ses installations au Texas faisant l'objet de couvertures du prix de l'électricité.

Programme de crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)

Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux parcs éoliens et solaires de recevoir un crédit d'impôt fédéral unique, calculé en fonction des coûts en capital des installations. Les projets dont la construction a commencé en 2019 sont admissibles à des CII de 30 %. Les crédits passeront ensuite à 26 % pour les projets dont la construction a commencé en 2021 et en 2022, puis à 22 % en 2023 et à 10 % par la suite.

	Mise en service commerciale	Point de basculement prévu des IPF	Placement des IPF (M\$)	Attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII entre les IPF (avant le point de basculement)	Attribution privilégiée des distributions en trésorerie entre les IPF (avant le point de basculement)
Phoebe ^{1,2,3}	2019	À l'étude ⁷	244,3	67,00 %	10,62 % en sus de la distribution prioritaire
Hillcrest ^{1,4,5,6}	2021	2028	29,8	99,00 %	4,23 %

1. Les IPF dans les projets aux États-Unis exigent généralement certaines garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Phoebe, Alterra, une filiale d'Innergex, a accordé une garantie pour indemniser les IPF en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.
2. Les montants des distributions en trésorerie de Phoebe aux IPF sont fixes et définis dans l'entente de partenariat des IPF. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs au seuil défini sont distribués aux taux de 10,62 % et de 89,38 % à l'IPF et à Innergex, respectivement.
3. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII à l'IPF est de 99 % jusqu'au 15 février 2020, et baissera à 67 % du 15 février 2020 au 31 décembre 2024, puis reviendra à 99,0 % jusqu'au point de basculement des IPF.
4. Hillcrest Solar Partners a reçu 22,4 M\$ US (29,8 M\$) de la part de l'investisseur participant au partage fiscal en échange de sa participation de membre de catégorie A, ce qui représente 20 % du placement total de l'investisseur participant au partage fiscal. Le reste du financement de 89,7 M\$ US (114,1 M\$) doit être reçu lors de la mise en service du projet.
5. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII d'Hillcrest à l'investisseur participant au partage fiscal est de 99 %. Du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025, l'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) à l'investisseur participant au partage fiscal sera de 67,00 %, puis de 5 % par la suite.
6. Les montants des distributions en trésorerie d'Hillcrest à l'investisseur participant au partage fiscal sont fixes et définis dans l'entente de partenariat. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs à ces distributions fixes et définies sont distribués au taux de 4,23 % à l'investisseur participant au partage fiscal, jusqu'à la date du point de basculement.
7. En raison des conséquences financières défavorables engendrées par les conditions météorologiques extrêmes en février 2021 au Texas (se reporter à la rubrique « Événements postérieurs à la clôture » pour plus d'information), la Société évalue actuellement les répercussions sur les dates du point de basculement des IPF de ses installations au Texas faisant l'objet de couvertures du prix de l'électricité.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Situation financière

Aux	31 décembre 2020	31 décembre 2019
ACTIFS		
Actifs courants		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	161 465	156 224
Liquidités soumises à restrictions	67 477	39 451
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	106 353	—
Autres actifs courants	117 157	109 957
Total des actifs courants	452 452	305 632
Actifs non courants		
Immobilisations corporelles	5 053 125	4 620 025
Immobilisations incorporelles	919 323	682 227
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	446 837	511 899
Goodwill	75 932	60 666
Autres actifs non courants	206 563	191 655
Total des actifs non courants	6 701 780	6 066 472
Total des actifs	7 154 232	6 372 104
PASSIFS		
Passifs courants		
	1 036 730	641 353
Passifs non courants		
Prêts et emprunts à long terme	4 046 714	4 281 586
Autres passifs non courants	999 856	833 839
Total des passifs non courants	5 046 570	5 115 425
Total des passifs	6 083 300	5 756 778
CAPITAUX PROPRES		
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	1 008 854	604 384
Participations ne donnant pas le contrôle	62 078	10 942
Total des capitaux propres	1 070 932	615 326
	7 154 232	6 372 104

Éléments du fonds de roulement

Au 31 décembre 2020, le fonds de roulement était négatif de 584,3 M\$, comparativement à un fonds de roulement négatif de 335,7 M\$ en 2019.

Les actifs courants s'élevaient à 452,5 M\$ au 31 décembre 2020, en hausse de 146,8 M\$ comparativement au 31 décembre 2019, en raison essentiellement d'une hausse de 106,4 M\$ des crédits d'impôt à l'investissement recouvrables en lien avec les activités de construction d'Hillcrest, d'une hausse de 28,0 M\$ des liquidités soumises à des restrictions découlant du produit reçu du financement initial par des investisseurs participant au partage fiscal pour Hillcrest et de l'augmentation de 20,2 M\$ des actifs courants attribuable aux acquisitions de Salvador et de Mountain Air. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le remboursement des débiteurs du projet hydroélectrique Innavik en échange de parts privilégiées du projet, remboursés ensuite à la Société à partir du produit du financement de la construction.

Les passifs courants s'élevaient à 1 036,7 M\$ au 31 décembre 2020, en hausse de 395,4 M\$ comparativement au 31 décembre 2019, en raison essentiellement d'une hausse de 359,3 M\$ liée aux acquisitions de Salvador et de Mountain Air.

Les instruments financiers dérivés ont également eu une incidence défavorable sur le solde du fonds de roulement (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins. Le parc Mesgi'g Ugju's'n s'est trouvé en situation de défaut de sa convention de crédit en raison de la faillite d'un fournisseur considéré comme un participant majeur du projet dans le cadre de l'accord de crédit, ce qui a donné lieu à la réaffectation de la tranche de 219,0 M\$ (232,1 M\$ en 2019) de l'emprunt, qui serait autrement classée à long terme, à la partie courante des prêts et emprunts à long terme. En outre, les installations Montjean et Theil-Rabier ne respectaient pas leurs ratios de couverture de la dette cibles respectifs en raison d'incidents impliquant deux pales qui ont provoqué des interruptions d'activité dans les deux installations, ce qui a fait en sorte que la tranche de 12 331 € (19 246 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée dans la partie non courante a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Les installations Mountain Air se sont également retrouvées en situation de défaut aux termes de leurs conventions de crédit en raison du non-respect d'une exigence spécifique de la clause d'assurance, ce qui a fait en sorte que la tranche de 115 304 \$ US (146 804 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Au 31 décembre 2020, sur les 700,0 M\$ à sa disposition sur les facilités de crédit renouvelable, la Société avait prélevé 183,0 M\$ à titre d'avances de fonds, et 59,2 M\$ avaient été affectés à l'émission de lettres de crédit, ce qui laisse un montant disponible de 457,8 M\$.

Actifs non courants

Les actifs non courants s'établissaient à 6 701,8 M\$ au 31 décembre 2020, en hausse de 635,3 M\$ comparativement au 31 décembre 2019, en raison principalement des ajouts aux immobilisations corporelles liés aux projets en cours de construction Hillcrest, Griffin Trail et Yonne II totalisant 520,4 M\$, déduction faite des CII recouvrables déduits des coûts de construction d'Hillcrest. Les acquisitions de Salvador et de Mountain Air ont également fait augmenter les actifs non courants de 431,0 M\$. Ces augmentations ont été contrebalancées en partie par des amortissements de 228,5 M\$ et par une diminution de 65,1 M\$ des participations dans des coentreprises et des entreprises associées, attribuables principalement aux distributions de 21,5 M\$ reçues et à une charge de dépréciation de 26,7 M\$ sur l'investissement dans Energía Llaima en raison des récents changements dans les conditions du marché qui ont affecté négativement les prévisions de flux de trésorerie futurs de l'investissement.

Les instruments financiers dérivés ont également contribué à l'augmentation des actifs non courants (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

Passifs non courants

Les passifs non courants s'élevaient à 5 046,6 M\$ au 31 décembre 2020, en baisse de 68,9 M\$ comparativement au 31 décembre 2019, en raison essentiellement d'une diminution des prêts et emprunts à long terme de 234,9 M\$ découlant en grande partie des remboursements prévus de capital sur les prêts et emprunts à long terme ainsi que du remboursement de la facilité de crédit renouvelable de la Société effectué à la suite du placement privé de 660,9 M\$ d'Hydro-Québec, déduction faite des montants utilisés au titre des prix d'achat respectifs de Mountain Air et de Salvador. Cette diminution des charges a été partiellement contrebalancée par :

- les acquisitions de Mountain Air et de Salvador, qui ont fait augmenter les passifs non courants de 212,8 M\$;
- la comptabilisation initiale des obligations locatives et des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à Hillcrest, Griffin Trail et Yonne II, pour un montant total de 80,1 M\$;
- le financement initial de 29,8 M\$ reçu de l'investisseur participant au partage fiscal au titre du projet solaire Hillcrest.

Les instruments financiers dérivés ont également contribué à l'augmentation des passifs non courants (se reporter à la rubrique « Situation financière – Instruments financiers dérivés et gestion des risques » ci-après pour plus d'information).

Capitaux propres

Au 31 décembre 2020, les capitaux propres ont augmenté de 455,6 M\$ par rapport à ceux du 31 décembre 2019, du fait surtout du placement privé de 660,9 M\$ d'actions ordinaires d'Innergex par Hydro-Québec et d'une augmentation de 63,2 M\$ des participations ne donnant pas le contrôle découlant de l'acquisition de Mountain Air. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par des dividendes de 131,5 M\$ déclarés sur les actions ordinaires et privilégiées et le total du résultat global de 129,8 M\$.

Instruments financiers dérivés et gestion des risques

La Société utilise des instruments financiers dérivés (« dérivés ») pour gérer son exposition au risque d'augmentation des taux d'intérêt sur son financement par emprunts, pour gérer son exposition aux fluctuations du taux de change pour le rapatriement futur des flux de trésorerie de ses activités en France, et pour réduire son exposition au risque de fléchissement du prix de l'électricité.

Au 31 décembre 2020	Devise	Montant nominal actuel		Juste valeur après ajustement du crédit	
		Devise d'origine	CAD	Devise d'origine	CAD
Swaps de taux d'intérêt	CAD	1 111 837	1 111 837	(116 925)	(116 925)
Swaps de taux d'intérêt	USD	224 890	286 329	(22 987)	(29 266)
Swaps de taux d'intérêt	EUR	136 811	213 535	(13 975)	(21 811)
Contrats de change à terme	EUR-CAD	299 096	516 033	(37 113)	(37 113)
Couvertures du prix de l'électricité et couvertures de base	USD	s.o.	s.o.	42 477	54 082
				(148 523)	(151 033)

Au 31 décembre 2019	Devise	Montant nominal actuel		Juste valeur après ajustement du crédit	
		Devise d'origine	CAD	Devise d'origine	CAD
Swaps de taux d'intérêt	CAD	1 172 187	1 172 187	(50 445)	(50 445)
Swaps de taux d'intérêt	USD	129 204	182 348	(12 376)	(16 074)
Swaps de taux d'intérêt	EUR	104 592	212 763	(11 669)	(17 017)
Contrats de change à terme	EUR-CAD	307 897	535 535	(24 269)	(24 269)
Couvertures du prix de l'électricité et couvertures de base	USD	s.o.	s.o.	21 371	27 757
				(77 388)	(80 048)

La juste valeur globale des instruments financiers dérivés correspondait à un montant négatif de 151,0 M\$ au 31 décembre 2020, en baisse de 71,0 M\$ par rapport au 31 décembre 2019, principalement en raison d'une diminution généralisée des courbes de taux d'intérêt, qui a eu une incidence défavorable sur le portefeuille de swaps de taux d'intérêt, et d'une augmentation généralisée de la courbe des taux à terme entre l'euro et le dollar canadien, qui a eu une incidence défavorable sur le portefeuille de contrats de change à terme. Ces diminutions de la juste valeur ont été contrebalancées en partie par une augmentation de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité, principalement en raison de l'acquisition de Salvador.

Obligations contractuelles

Au 31 décembre 2020, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

Années des paiements prévus	Moins de 1 an	De 1 à 5 ans	Par la suite	Total
Prêts et emprunts à long terme	173 076	1 162 675	3 022 208	4 357 959
Intérêts sur les prêts et emprunts à long terme	142 273	502 881	1 653 606	2 298 760
Obligations locatives	14 380	64 159	270 669	349 208
Autres passifs	1 018	843	26 461	28 322
Obligations d'achat	81 220	128 078	253 677	462 975
Paiements variables sur les contrats de location	8 828	44 163	10 654	63 645
Total	420 795	1 902 799	5 237 275	7 560 869

Éventualités

Avis de réduction de BC Hydro

En mai 2020, Innergex a reçu des avis de BC Hydro en lien avec six centrales hydroélectriques de la Société en Colombie-Britannique indiquant que BC Hydro n'accepterait ni n'achèterait d'énergie dans le cadre des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») applicables au-delà d'un niveau de réduction spécifié pour la période du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020. Les niveaux de réduction spécifiés étaient de 0,0 MWh pour les installations de Jimmie Creek (comptabilisée comme une coentreprise), d'Upper Lilloet River, de Northwest Stave River et de Boulder Creek, 2,0 MWh pour l'installation de Tretheway Creek et 4,0 MWh pour l'installation de Big Silver Creek.

BC Hydro cite la pandémie de COVID-19 actuelle et les mesures gouvernementales connexes prises en réponse à celle-ci comme constituant un événement de « force majeure » au titre des CAÉ, et entraînant une situation dans laquelle BC Hydro n'est pas en mesure d'accepter ou d'acheter de l'énergie au titre des CAÉ. Les avis à Innergex font suite aux déclarations publiques de BC Hydro concernant les mesures qu'elle prend pour faire face à la réduction de la demande d'électricité durant la pandémie de COVID-19 et aux défis connexes à l'exploitation sécuritaire de son système hydroélectrique.

Innergex conteste que la pandémie actuelle et les mesures gouvernementales connexes empêchent de quelque façon que ce soit BC Hydro de remplir ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettent d'invoquer les dispositions de « force majeure » des CAÉ pour suspendre ces obligations. Innergex reconnaît que BC Hydro conserve des droits de « fermeture » en vertu des CAÉ, qui lui permettent d'exiger d'Innergex qu'elle contraigne ou arrête ses installations dans certaines circonstances, notamment pour éviter un risque pour la sécurité ou la stabilité. Lorsque BC Hydro exerce ce droit, elle est tenue, en vertu des CAÉ, d'indemniser Innergex pour l'énergie qui aurait été produite dans les installations en l'absence de la réduction. Innergex s'est conformée à la demande de réduction de BC Hydro, mais l'a fait sous toute réserve et cherche à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élèvent à 13,0 M\$ (14,8 M\$ sur la base des produits proportionnels¹).

Droits d'utilisation de l'eau d'Harrison Hydro L.P.

Le 23 mars 2017, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau (Comptroller of the Water Rights) a émis des états des redevances ajustés à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les exercices 2011 et 2012, d'un montant total de 3,2 M\$ relativement aux droits d'utilisation de l'eau devant être facturés en vertu de la loi intitulée Water Act. Le montant réclamé a été versé sous toute réserve et Harrison Hydro L.P. et ses filiales ont déposé un avis d'appel de cette décision à l'Environmental Appeal Board.

Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une décision autorisant l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque société en commandite la quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop de 3,2 M\$ à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les années 2011 et 2012. Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une autre décision confirmant que la somme portera intérêt à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement. Le 20 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board de restituer à Harrison Hydro L.P. et ses filiales le montant en droits d'utilisation de l'eau avec intérêts. Le 31 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a transféré un montant de 3,3 M\$, représentant le capital de 3,2 M\$ et les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie constitué par le conseiller juridique externe d'Harrison Hydro L.P. et ses filiales portant intérêt en faveur de ces derniers. Les sociétés en commandite ont déposé leur réponse à la requête le 14 avril 2020. L'audience a eu lieu à Victoria la dernière semaine de septembre 2020. Une décision a été rendue le 9 février 2021 par la Cour suprême de la Colombie-Britannique, qui a conclu que la décision de l'Environmental Appeal Board était raisonnable et a donc rejeté la requête du contrôleur des droits d'utilisation de l'eau. La Société a porté le montant de 3,2 M\$ en réduction des charges d'exploitation dans les comptes consolidés de résultat de l'exercice 2019.

1. Les produits proportionnels ne sont pas une mesure reconnue par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

Arrangements hors bilan

Au 31 décembre 2020, la Société avait émis des lettres de crédit pour un montant total de 223,5 M\$, y compris un montant de 59,2 M\$ au titre de ses facilités de crédit disponibles, afin de s'acquitter de ses obligations au titre des divers CAÉ et d'autres ententes. Ces lettres de crédit ont été émises en guise de garantie de paiement pour divers projets en cours de construction et en guise de garantie d'exécution ou de garantie financière aux termes de CAÉ et d'autres obligations contractuelles. À cette date, Innergex avait également émis des garanties de société pour un montant total de 54,8 M\$ en vue principalement de garantir les activités de certains projets potentiels. Les garanties de société ont également servi à soutenir les instruments de couverture à long terme de ses activités en France et la performance des centrales hydroélectriques Brown Lake et Miller Creek.

Les investisseurs participant au partage fiscal dans les projets aux États-Unis exigent généralement des garanties des commanditaires comme condition à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal dans Shannon, Flat Top, Kokomo, Spartan, Foard City, Phoebe, Hillcrest, Griffin Trail et Mountain Air, Alterra Power Corp., une filiale d'Innergex, a accordé des garanties sur le financement de ces investissements pour indemniser les investisseurs en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives ou de tout autre événement. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des éléments qui relèvent essentiellement de son contrôle et dont la survenue est très peu probable. En ce qui a trait au parc solaire Phoebe, Alterra a fourni une garantie aux prêteurs en ce qui a trait aux paiements se rapportant au service de la dette qui ne deviennent exigibles que dans le cas peu probable où les investisseurs participant au partage fiscal décident de se prévaloir des indemnités prévues par les garanties.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019	2020	2019
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION				
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	59 609	41 378	242 873	204 541
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	18 083	30 358	(7 765)	22 402
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies	77 692	71 736	235 108	226 943
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités abandonnées	—	—	—	13 122
	77 692	71 736	235 108	240 065
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT				
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies	97 981	76 202	492 478	368 548
Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités abandonnées	—	—	—	20 059
	97 981	76 202	492 478	388 607
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT				
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies	(169 803)	(136 331)	(725 608)	(516 997)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités abandonnées	—	—	—	(31 957)
	(169 803)	(136 331)	(725 608)	(548 954)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(765)	(1 018)	3 263	(3 080)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	5 105	10 589	5 241	76 638
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	156 360	145 635	156 224	79 586
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période	161 465	156 224	161 465	156 224

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies se sont établis à 77,7 M\$, soit une augmentation de 6,0 M\$ par rapport à 71,7 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation est principalement attribuable aux acquisitions de Salvador et de Mountain Air réalisées au cours des deuxième et troisième trimestres de 2020, respectivement, et à la mise en service du projet éolien Foard City et du projet solaire Phoebe au quatrième trimestre de 2019. La diminution des paiements d'intérêts sur la facilité de crédit renouvelable de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec, et l'apport plus élevé au BAIIA ajusté et au BAIIA ajusté proportionnel des centrales hydroélectriques d'Innergex en Colombie-Britannique, malgré l'expiration de leurs subventions dans le cadre de l'initiative écoÉNERGIE, ont également contribué à l'augmentation.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies se sont établis à 235,1 M\$, soit une augmentation de 8,2 M\$ par rapport à 226,9 M\$ à la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable aux acquisitions de Salvador et de Mountain Air réalisées au cours des deuxième et troisième trimestres de 2020, respectivement, et à la mise en service du projet éolien Foard City et du projet solaire Phoebe au quatrième trimestre de 2019. La diminution des paiements d'intérêts sur la facilité de crédit renouvelable de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec, et l'apport plus élevé au BAIIA ajusté et au BAIIA ajusté proportionnel des centrales hydroélectriques d'Innergex en Colombie-Britannique, malgré l'expiration de leurs subventions dans le cadre de l'initiative écoÉNERGIE, ont également contribué à l'augmentation. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par l'incidence défavorable sur le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel découlant de la réduction imposée par BC Hydro en 2020 en raison de la pandémie de COVID-19.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, les flux de trésorerie liés aux activités de financement découlant des activités poursuivies se sont établis à 98,0 M\$, soit une augmentation de 21,8 M\$ par rapport à 76,2 M\$ pour la même période l'an dernier. Cette augmentation est principalement due aux variations des prêts et emprunts à long terme liés aux activités de construction.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les flux de trésorerie liés aux activités de financement se sont établis à 492,5 M\$, soit une augmentation de 123,9 M\$ par rapport à 368,5 M\$ à la période correspondante de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable aux entrées de trésorerie de 660,9 M\$ liées au placement privé d'Hydro-Québec, contrebalancées en partie par :

- le remboursement simultané de la facilité de crédit renouvelable de la Société, déduction faite des prix d'achat respectifs des acquisitions de Salvador et de Mountain Air;
- la diminution du produit provenant des prélèvements sur les emprunts liés à la construction et de l'émission de débentures convertibles.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2020, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies se sont établis à 169,8 M\$, soit une augmentation de 33,5 M\$ par rapport à 136,3 M\$ pour la même période l'an dernier. L'augmentation s'explique principalement par le produit d'emprunts soumis à restrictions reçu du financement initial par des investisseurs participant au partage fiscal pour Hillcrest au dernier trimestre de 2020, tandis que le produit d'emprunts soumis à restrictions lié au financement initial par des investisseurs participant au partage fiscal pour Phoebe a été libéré au cours de la même période l'an dernier. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par le produit reçu du projet hydroélectrique en coentreprise Innavik pour rembourser leurs actions privilégiées en circulation, à la suite de la clôture du financement de construction le 4 novembre 2020.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les flux de trésorerie liés aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies se sont établis à 725,6 M\$, soit une augmentation de 208,6 M\$ par rapport à 517,0 M\$ à la période correspondante de l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable aux acquisitions de Salvador et de Mountain Air, déduction faite de la trésorerie acquise, et à une diminution du produit tiré d'une cession d'entreprise en 2019, ce qui s'explique par la vente de HS Orka. Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une diminution des ajouts aux immobilisations corporelles.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution

Calcul des flux de trésorerie disponibles et du ratio de distribution ¹	Exercices clos les 31 décembre		
	2020	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	235 108	240 065	209 390
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>			
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	7 765	(25 634)	11 019
Dépenses en immobilisations liées à l'entretien, déduction faite des produits de cession	(2 828)	(8 752)	(9 652)
Remboursements prévus de capital sur la dette	(151 623)	(128 691)	(86 079)
Flux de trésorerie disponibles attribués aux participations ne donnant pas le contrôle ²	(13 491)	(12 679)	(27 984)
Dividendes déclarés sur actions privilégiées	(5 942)	(5 942)	(5 942)
<i>Ajouter (déduire) les éléments non récurrents suivants :</i>			
Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe ³	19 586	11 697	—
Perte réalisée sur les contreparties conditionnelles	3 021	—	—
Coûts de transaction liés aux acquisitions réalisées	1 664	266	8 280
Impôt payé sur le gain intersociétés réalisé	—	10 594	—
Recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels sur la vente de HS Orka, déduction faite de l'attribution aux participations ne donnant pas le contrôle ⁴	—	8 242	—
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	—	4 145	6 092
Flux de trésorerie disponibles	93 260	93 311	105 124
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	125 543	95 046	90 215
Ratio de distribution	135 %	102 %	86 %
<i>Ajuster pour tenir compte des éléments suivants :</i>			
Charges liées aux projets potentiels	16 708	12 905	16 719
Flux de trésorerie disponibles ajustés	109 968	106 216	121 843
Dividendes déclarés sur actions ordinaires - ajustés selon le RRD	120 069	93 422	80 497
Ratio de distribution ajusté	109 %	88 %	66 %

1. Les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

2. La portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle est déduite, qu'une distribution réelle soit faite ou non aux participations ne donnant pas le contrôle, afin de tenir compte du fait que ces distributions peuvent ne pas avoir lieu dans la période au cours de laquelle elles sont générées.

3. Compte tenu de leur occurrence limitée (sur la période contractuelle résiduelle de 12 mois), les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe sont réputés ne pas représenter la capacité de génération de trésorerie à long terme d'Innergex.

4. La vente de HS Orka a permis le recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels de 5,7 M\$ et de 9,6 M\$, respectivement, qui avaient été engagées depuis l'acquisition de ce projet en février 2018. Un montant de 7,1 M\$ a été déduit de la somme du recouvrement étant donné qu'il se rapporte à des participations ne donnant pas le contrôle.

Flux de trésorerie disponibles

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la Société a généré des flux de trésorerie disponibles de 93,3 M\$, comparativement à 93,3 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Alors que les flux de trésorerie disponibles sont restés constants par rapport à 2019, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation ont quant à eux augmenté, passant de 214,4 M\$ à 242,9 M\$, en raison surtout des acquisitions de Salvador et de Mountain Air réalisées au deuxième et au troisième trimestre de 2020, respectivement, des activités de mise en service à la fin de 2019, à savoir Phoebe et Foard City, et de l'apport plus élevé des centrales hydroélectriques d'Innergex en Colombie-Britannique, malgré l'expiration de leurs subventions dans le cadre de l'initiative écoÉNERGIE. La diminution des paiements d'intérêts sur la facilité de crédit renouvelable de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec a également contribué à l'augmentation des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par la réduction imposée par BC Hydro en 2020, la vente de la participation d'Innergex dans HS Orka en mai 2019, l'apport moins élevé des parcs éoliens du Québec et l'augmentation des frais généraux et administratifs pour soutenir la croissance de la Société.

Les flux de trésorerie disponibles ont également été affectés par une augmentation des remboursements de capital sur la dette découlant des acquisitions et des activités de mise en service, et par le recouvrement des dépenses en immobilisations liées à l'entretien et des charges liées aux projets potentiels à la suite de la vente de HS Orka en 2019.

Ratio de distribution

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les dividendes déclarés sur les actions ordinaires par la Société ont représenté 135 % des flux de trésorerie disponibles, comparativement à 102 % pour la même période l'an dernier.

Le tableau suivant résume les éléments à ajouter ou à soustraire pour établir les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution normalisés :

<i>(en millions de dollars canadiens)</i>	Exercice clos le 31 décembre 2020		
	Flux de trésorerie disponibles	Dividendes	Ratio de distribution
Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution	93	126	135 %
<i>Ajouter (déduire) les éléments suivants :</i>			
Réduction de BC Hydro	15	—	
Diminution des paiements d'intérêts liés aux facilités de crédit renouvelables de la Société	(15)	—	
Augmentation des dividendes attribuable à Hydro-Québec	—	(25)	
Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution - normalisés	93	101	109 %

La Société considère que le ratio de distribution de 135 % n'est pas représentatif de la capacité actuelle de génération de trésorerie.

Le tableau ci-dessus normalise les flux de trésorerie disponibles et le ratio de distribution en tenant compte des éléments suivants :

- l'incidence défavorable sur le BAIIA ajusté proportionnel de la réduction imposée par BC Hydro en 2020;
- l'augmentation des dividendes trimestriels découlant principalement de l'émission de 34 636 823 actions ordinaires à la suite du placement privé d'Hydro-Québec, alors qu'une grande partie des fonds n'ont pas encore été investis dans des projets générateurs de trésorerie ou ont été utilisés pour des acquisitions récentes qui n'ont pas encore contribué aux flux de trésorerie disponibles de la Société.

Ces éléments ont été partiellement contrebalancés par une diminution des charges d'intérêts liées aux facilités de crédit renouvelables de la Société à la suite du placement privé d'Hydro-Québec.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Information sur le capital-actions

Titres de participation de la Société

	Aux		
	24 février 2021	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Nombre d'actions ordinaires	174 692 091	174 582 586	139 405 832
Nombre de débetures convertibles à 4,75 %	148 023 000	148 635 000	150 000 000
Nombre de débetures convertibles à 4,65 %	142 056 000	143 750 000	143 750 000
Nombre d'actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000	3 400 000
Nombre d'actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000	2 000 000
Nombre d'options sur actions en circulation	233 539	233 539	737 977

À la clôture des marchés le 24 février 2021 et depuis le 31 décembre 2020, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires de la Société est principalement attribuable à la conversion de 0,6 M\$ des débetures convertibles à 4,75 % en 30 600 actions ordinaires, à la conversion de 1,7 M\$ des débetures convertibles à 4,65 % en 73 969 actions ordinaires ainsi qu'à l'émission de 4 936 actions ordinaires en vertu du Régime de réinvestissement de dividendes (« RRD ») de la Société.

Au 31 décembre 2020, l'augmentation du nombre d'actions ordinaires depuis le 31 décembre 2019 était principalement attribuable à l'émission de 34 636 823 actions ordinaires à Hydro-Québec dans le cadre d'un placement privé d'actions ordinaires d'Innergex ainsi qu'à la conversion d'une partie des débetures convertibles à 4,25 % en 68 250 actions ordinaires. L'augmentation s'explique également par l'émission de 192 033 actions ordinaires à la suite de l'exercice sans décaissement de 553 660 options et de l'émission de 279 648 actions ordinaires en vertu du RRD.

Dividendes

La politique de dividende de la Société est déterminée par le conseil d'administration et se fonde sur les résultats d'exploitation, les flux de trésorerie, le bilan financier de la Société, les clauses restrictives de ses dettes, ses perspectives de croissance à long terme, les critères de solvabilité imposés par les lois sur les sociétés aux fins de la déclaration de dividendes, et d'autres critères pertinents.

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Périodes de trois mois closes les		Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019	2020	2019
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires ¹	31 425	24 396	125 543	95 046
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (\$/action)	0,180	0,175	0,720	0,700
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	767	767	3 067	3 067
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A (\$/action)	0,2255	0,2255	0,9020	0,9020
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	719	719	2 875	2 875
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C (\$/action)	0,3594	0,3594	1,4375	1,4375

1. L'augmentation des dividendes déclarés sur les actions ordinaires est principalement attribuable à l'émission de 34 636 823 actions ordinaires à Hydro-Québec en vertu d'un placement privé ainsi qu'à l'augmentation du dividende trimestriel, à l'émission d'actions ordinaires à la suite de l'exercice d'options et à l'émission d'actions en vertu du RRD.

Le 8 janvier 2021, la Société a annoncé la modification des taux de dividende applicables aux actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A ainsi qu'aux actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif, série B. Pour les actions de série A, le taux de dividende applicable à la période de cinq ans allant du 15 janvier 2021 au 15 janvier 2026, exclusivement, sera de 3,244 % par année, ou 0,2027 \$ par action par trimestre. Pour les actions de série B, le taux de dividende applicable à la période à taux variable trimestrielle allant du 15 janvier 2021 au 15 avril 2021, exclusivement, sera de 2,91 % par année, ou 0,181875 \$ par action par trimestre.

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 avril 2021 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire	Dividende par action privilégiée de série A	Dividende par action privilégiée de série B	Dividende par action privilégiée de série C
25 février 2021	31 mars 2021	15 avril 2021	0,1800 \$	0,2027 \$	0,181875 \$	0,359375 \$

Le conseil d'administration a décidé de maintenir le dividende annuel à 0,72 \$ par action ordinaire pour 2021, compte tenu du plan de croissance envisagé, tant en termes d'acquisitions que de développement de nouveaux projets.

4- CAPITAL ET LIQUIDITÉS | Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 21 mai 2020, la Société a reçu de la Bourse de Toronto (TSX) l'autorisation d'effectuer une offre publique de rachat dans le cours normal des activités relativement à ses actions ordinaires (la « nouvelle offre »). Conformément à cette nouvelle offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,15 % des 174 234 629 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 21 mai 2020. La Société pouvait également racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 68 000 de ses actions privilégiées de série A, ce qui représente environ 2 % des 3 400 000 actions de la Société émises et en circulation au 21 mai 2020. Finalement, la Société pouvait racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 40 000 de ses actions privilégiées de série C, ce qui représente environ 2 % des 2 000 000 d'actions de la Société émises et en circulation au 21 mai 2020. La nouvelle offre a débuté le 24 mai 2020 et prendra fin le 23 mai 2021. Au 31 décembre 2020, aucune action ordinaire ni aucune action privilégiée n'avait été rachetée et annulée.

Surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires

Une résolution spéciale visant l'approbation de la réduction du solde légal du compte de capital déclaré maintenu à l'égard des actions ordinaires de la Société, sans qu'aucun paiement ou distribution soit versé aux actionnaires, a été adoptée le 12 mai 2020. Cela a donné lieu à une diminution du compte de capital des actionnaires de 754,4 M\$ et à une augmentation correspondante du surplus d'apport.

5- PERFORMANCE FINANCIÈRE PRÉVUE

Au 25 février 2021, la Société compte 75 installations en exploitation ayant une puissance installée nette de 2 742 MW (puissance installée brute de 3 694 MW). Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2020, la Société a enregistré une production consolidée de 8 074 GWh.

L'augmentation de la puissance installée et du nombre d'installations en exploitation en 2020 est attribuable à l'acquisition de Salvador au Chili et à l'acquisition de Mountain Air en Idaho aux États-Unis.

En 2020, il était prévu que l'électricité produite augmente de 25 %, que les produits augmentent de 10 %, que le BAIIA ajusté augmente de 5 % et que le BAIIA ajusté proportionnel augmente de 10 %. L'augmentation réelle enregistrée était respectivement de 24 %, 10 %, 3 % et 8 %.

La Société fait des prévisions au moyen de certaines hypothèses afin de donner aux lecteurs une indication de ses activités commerciales et de sa performance d'exploitation. Pour 2021, les prévisions sont fondées sur la mise en service du parc éolien Yonne II au cours du premier trimestre de 2021, la mise en service du projet solaire Hillcrest au deuxième trimestre de 2021 et la mise en service du parc éolien Griffin Trail au troisième trimestre de 2021. Elles ne tiennent pas compte des acquisitions éventuelles qui pourraient être réalisées en 2021, ni de l'incidence éventuelle des événements météorologiques récents au Texas, ni de l'incidence éventuelle de futures vagues de COVID-19.

	2021		2020		2019		
	Projection		Réel ¹	Projection	Réel ¹		
Production (GWh)	approx.	+15 %	8 074	+24 %	+25 %	6 510	+12 %
Produits	approx.	+12 %	613 207	+10 %	+10 %	557 042	+4 %
BAlIA ajusté	approx.	+12 %	422 109	+3 %	+5 %	409 175	+10 %
BAlIA ajusté proportionnel	approx.	+12 %	560 328	+8 %	+10 %	516 819	+15 %
Nombre d'installations en exploitation	78		75			68	
Puissance installée nette (MW)	3 172		2 742			2 588	

1. Résultats des activités poursuivies, sauf indication contraire.

La croissance d'Innergex s'est poursuivie en 2020 grâce à la réalisation de deux acquisitions au cours de l'exercice. Dix projets en développement ont également progressé, dont quatre sont en cours de construction.

La Société prévoit réaliser la mise en service commerciale des projets Hillcrest, Griffin Trail et Yonne II en 2021. La Société identifiera également les occasions de croissance en vertu de l'alliance stratégique formée avec Hydro-Québec le 6 février 2020. L'équipe d'Innergex demeure engagée à rechercher des opportunités stratégiques d'acquisitions pour consolider sa position dans les régions où elle exerce déjà des activités et pour pénétrer de nouveaux marchés.

5- PERFORMANCE FINANCIÈRE PRÉVUE | Plan stratégique 2020-2025

Le succès du plan stratégique sera évalué sur la base d'un ensemble de critères qualitatifs et quantitatifs. Le succès ne sera pas **mesuré en termes de MW**, mais plutôt sur la **capacité de la Société à augmenter le rendement des actionnaires** tout en gérant de manière efficiente ses actifs de haute qualité et en **poursuivant sa croissance de manière fructueuse**.



**Croître
responsablement**

Concentrer notre croissance sur nos marchés actuels et cibler des opportunités dans les marchés voisins



Bâtir notre expertise

Devenir un expert dans le déploiement des technologies de stockage



**Optimiser nos
opérations**

Valoriser l'expertise et l'innovation pour maximiser les rendements de nos actifs de haute qualité

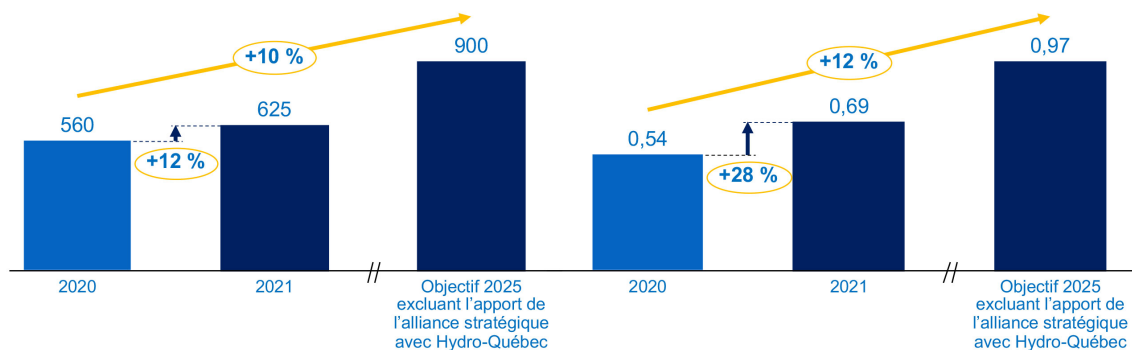


**Diversifier nos
activités**

Augmenter la diversification des activités et des actifs de la Société

Projection du BAIIA ajusté proportionnel

Projection des Flux de trésorerie disponibles par action



Dans le cadre de son plan stratégique, la Société cherche à atteindre un taux de croissance annuel composé de 10 % de son BAIIA ajusté proportionnel et un taux de croissance annuel composé de 12 % de ses flux de trésorerie disponibles par action d'ici 2025. La poursuite de la croissance d'Innergex proviendra d'une stratégie équilibrée combinant le développement de nouveaux projets comportant un profil de contributions en trésorerie différées et les acquisitions stratégiques sur les marchés actuels comportant un profil de contributions en trésorerie plus rapprochées dans le temps. Les chiffres projetés ci-dessus ne tiennent pas compte des transactions ou des projets potentiels qui pourraient être réalisés ou développés dans le cadre de l'alliance stratégique avec Hydro-Québec.

6- MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Le présent rapport de gestion a été préparé en conformité avec les IFRS. Toutefois, certaines mesures mentionnées dans le présent rapport de gestion ne sont pas des mesures conformes aux IFRS et peuvent ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Innergex est d'avis que ces indicateurs sont importants, car ils offrent à la direction et aux lecteurs de l'information supplémentaire sur les capacités de production et de génération de liquidités d'Innergex, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et sa capacité à financer sa croissance. Ces indicateurs facilitent également la comparaison des résultats sur différentes périodes. La quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, les produits proportionnels, le BAIIA ajusté, la marge du BAIIA ajusté, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le BAIIA ajusté proportionnel, la marge du BAIIA ajusté proportionnel, le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles ajustés, le ratio de distribution et le ratio de distribution ajusté ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS.

Production, produits, BAIIA ajusté, et marge et mesures proportionnelles correspondantes.

Les références à la « quote-part de la production des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent la participation d'Innergex dans la production des coentreprises et des entreprises associées.

Les références à la « quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent la participation d'Innergex dans les produits des coentreprises et entreprises associées. Les références aux « produits proportionnels » dans le présent document visent les produits, plus la quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation.

Les références au « BAIIA ajusté » dans le présent document visent le résultat net découlant des activités poursuivies auquel est ajouté (duquel est déduit) la charge (le recouvrement) d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres produits, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et le (profit net latent) la perte nette latente sur instruments financiers. Les références à la « quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex » dans le présent document visent la participation d'Innergex dans le BAIIA ajusté des coentreprises et entreprises associées. Les références au « BAIIA ajusté proportionnel » dans le présent document visent le BAIIA ajusté, plus la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex, les autres produits liés aux CIP, la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation.

Les références à la « marge du BAIIA ajusté » dans le présent document visent le BAIIA ajusté divisé par les produits. Les références à la « marge du BAIIA ajusté proportionnel » dans le présent document visent le BAIIA ajusté proportionnel divisé par les produits proportionnels.

Innergex estime que la présentation de ces mesures permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que la quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex et les produits proportionnels ne doivent pas être considérés comme un substitut aux produits, déterminés conformément aux IFRS. Les lecteurs sont également avisés que le BAIIA ajusté, la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex, le BAIIA ajusté proportionnel, la marge du BAIIA ajusté, et la marge du BAIIA ajusté proportionnel ne doivent pas être interprétés comme un substitut au résultat net établi conformément aux IFRS. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Performance financière et résultats d'exploitation ».

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre						Exercices clos les 31 décembre					
	2020			2019			2020			2019		
	Production (MWh)	Produits	BAIIA ajusté	Production (MWh)	Produits	BAIIA ajusté	Production (MWh)	Produits	BAIIA ajusté	Production (MWh)	Produits	BAIIA ajusté
Consolidé	2 186 961	167 927	117 830	1 793 803	143 116	103 333	8 073 914	613 207	422 109	6 509 622	557 042	409 175
Quote-part des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex :												
Hydroélectrique	129 076	14 413	10 354	107 020	10 866	7 372	582 738	64 395	49 826	599 527	64 761	48 011
Éolien	253 890	8 915	4 861	241 674	15 517	12 454	920 773	31 512	16 840	899 509	37 020	21 619
Solaire	3 431	455	240	3 302	612	289	12 715	1 875	1 076	13 100	2 118	954
	386 397	23 783	15 455	351 996	26 995	20 115	1 516 226	97 782	67 742	1 512 136	103 899	70 584
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés :												
Foard City		12 569	12 569		11 238	11 238		43 850	43 850		11 238	11 238
Shannon (50 %)		3 130	3 130		3 017	3 017		11 616	11 616		11 323	11 323
Flat Top (51 %)		3 946	3 946		3 581	3 581		15 011	15 011		14 499	14 499
		19 645	19 645		17 836	17 836		70 477	70 477		37 060	37 060
Proportionnel	2 573 358	211 355	152 930	2 145 799	187 947	141 284	9 590 140	781 466	560 328	8 021 758	698 001	516 819
Marge du BAIIA ajusté			70,2 %			72,2 %			68,8 %			73,5 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel			72,4 %			75,2 %			71,7 %			74,0 %

Le tableau ci-dessous contient un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS avec les mesures conformes aux IFRS qui s'y rapprochent le plus :

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019	2020	2019
Produits	167 927	143 116	613 207	557 042
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	23 783	26 995	97 782	103 899
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	19 645	17 836	70 477	37 060
Produits proportionnels	211 355	187 947	781 466	698 001
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	11 894	(48 049)	(29 111)	(53 026)
Charge d'impôt	7 357	117 687	18 897	118 851
Charges financières	57 443	61 062	233 143	231 766
Amortissements	58 465	53 021	228 526	194 579
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	26 659	—	26 659	—
Dépréciation de frais de développement de projets	—	8 184	—	8 184
BAIIA	161 818	191 905	478 114	500 354
Autres produits, montant net	(7 304)	(102 004)	(65 554)	(104 643)
Quote-part du bénéfice (de la perte) des coentreprises et des entreprises associées	(13 874)	(27 276)	7 524	(36 469)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(22 810)	40 708	2 025	49 933
BAIIA ajusté	117 830	103 333	422 109	409 175
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	15 455	20 115	67 742	70 584
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	19 645	17 836	70 477	37 060
BAIIA ajusté proportionnel	152 930	141 284	560 328	516 819
Marge du BAIIA ajusté	70,2 %	72,2 %	68,8 %	73,5 %
Marge du BAIIA ajusté proportionnel	72,4 %	75,2 %	71,7 %	74,0 %

Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies

Les références au « bénéfice net ajusté (à la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies » visent le bénéfice net (la perte nette) découlant des activités poursuivies de la Société, auquel les éléments suivants sont ajoutés (duquel ils sont soustraits) : partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers, partie réalisée de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe, perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt, profit réalisé sur les contrats de change à terme, pertes de valeur, charge (recouvrement) d'impôt liée à ces éléments, et quote-part de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte.

Le bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies est une mesure qui a pour but d'éliminer l'incidence sur le bénéfice de certains instruments financiers dérivés et événements non récurrents, qui ne sont pas représentatifs de la performance d'exploitation de la Société. Innergex fait appel aux instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition à différents risques. La comptabilisation des dérivés exige que tous les dérivés soient évalués à la valeur de marché. Lorsque la comptabilité de couverture n'est pas appliquée, les variations de la juste valeur des dérivés sont comptabilisées directement dans le bénéfice net (la perte nette). Ces variations latentes n'ont pas d'incidence immédiate sur la trésorerie, peuvent se résorber ou non au moment où les règlements se produisent et ne reflètent pas le modèle d'affaires de la Société à l'égard des dérivés, lesquels sont détenus pour leurs flux de trésorerie à long terme, pour toute la durée de vie d'un projet. En outre, la Société a recours à des contrats de change à terme pour couvrir sa participation nette dans ses filiales en France. La direction estime donc que les profits réalisés (les pertes réalisées) sur ces contrats ne sont pas représentatifs des activités d'Innergex.

Innergex estime que la présentation de cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la performance d'exploitation de la Société. Les lecteurs sont avisés que le bénéfice net ajusté (la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies ne doit pas être considéré comme un substitut au résultat net, déterminé conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Résultats d'exploitation » pour obtenir le rapprochement du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies.

Le tableau ci-dessous contient un rapprochement du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies avec la mesure conforme aux IFRS qui s'y rapproche le plus :

Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies	Périodes de trois mois closes les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019	2020	2019
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	11 894	(48 049)	(29 111)	(53 026)
<i>Ajouter (déduire) :</i>				
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	(21 125)	24 658	(8 329)	33 883
Partie réalisée de la variation de la juste valeur de la couverture de base de Phoebe	133	11 697	19 586	11 697
Perte réalisée sur la résiliation des swaps de taux d'intérêt	—	4 145	—	4 145
Profit réalisé sur les contrats de change à terme	(150)	(241)	(1 730)	(2 662)
Dépréciation de frais de développement de projets	—	8 184	—	8 184
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	26 659	—	26 659	—
Charge (recouvrement) d'impôt lié(e) aux éléments ci-dessus	3 514	(9 427)	(486)	(10 117)
Quote-part de la partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées, déduction faite de l'impôt qui s'y rapporte	(7 935)	(16 549)	15 722	(18 129)
Bénéfice net ajusté (perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies	12 990	(25 582)	22 311	(26 025)

Le tableau ci-dessous contient un rapprochement des ajustements du bénéfice net ajusté (de la perte nette ajustée) découlant des activités poursuivies avec chaque poste du compte consolidé de résultat :

	Périodes de trois mois closes les 31 décembre						Exercices clos les 31 décembre					
	2020			2019			2020			2019		
	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS	IFRS	Ajust.	Non conforme aux IFRS
Produits	167 927	—	167 927	143 116	—	143 116	613 207	—	613 207	557 042	—	557 042
Charges d'exploitation	36 510	—	36 510	26 308	—	26 308	131 442	—	131 442	98 455	—	98 455
Frais généraux et administratifs	9 979	—	9 979	11 235	—	11 235	42 948	—	42 948	36 507	—	36 507
Charges liées aux projets potentiels	3 608	—	3 608	2 240	—	2 240	16 708	—	16 708	12 905	—	12 905
BAlIA ajusté	117 830	—	117 830	103 333	—	103 333	422 109	—	422 109	409 175	—	409 175
Charges financières	57 443	—	57 443	61 062	—	61 062	233 143	—	233 143	231 766	—	231 766
Autres produits, montant net	(7 304)	150	(7 154)	(102 004)	241	(101 763)	(65 554)	1 730	(63 824)	(104 643)	2 662	(101 981)
Amortissements	58 465	—	58 465	53 021	—	53 021	228 526	—	228 526	194 579	—	194 579
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	26 659	(26 659)	—	—	—	—	26 659	(26 659)	—	—	—	—
Dépréciation de frais de développement de projets	—	—	—	8 184	(8 184)	—	—	—	—	8 184	(8 184)	—
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	(13 874)	10 228	(3 646)	(27 276)	21 546	(5 730)	7 524	(19 989)	(12 465)	(36 469)	22 997	(13 472)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	(22 810)	20 992	(1 818)	40 708	(40 500)	208	2 025	(11 257)	(9 232)	49 933	(49 725)	208
Charge d'impôt sur le résultat	7 357	(5 807)	1 550	117 687	4 430	122 117	18 897	4 753	23 650	118 851	5 249	124 100
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies	11 894	1 096	12 990	(48 049)	22 467	(25 582)	(29 111)	51 422	22 311	(53 026)	27 001	(26 025)

Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution

Les références aux « Flux de trésorerie disponibles » visent les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, et les dividendes déclarés sur les actions privilégiées, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de la Société de générer des liquidités à long terme telles que les profits et les pertes sur la couverture de base de Phoebe, compte tenu de leur occurrence limitée au cours des 12 prochains mois, les profits et les pertes réalisés sur les contreparties conditionnelles relatives à des acquisitions d'entreprises antérieures, les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées, et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour fixer les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement.

Le ratio de distribution est une mesure de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels ainsi que de sa capacité à financer sa croissance. Il tient compte de la décision de la Société d'investir tous les ans dans le développement de ses projets potentiels; ces investissements doivent être passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. La Société considère que ces investissements sont essentiels à sa croissance et à sa réussite à long terme, car elle estime que le développement de projets d'énergie renouvelable présente les meilleurs taux de rendement internes potentiels et représente l'utilisation la plus efficace de l'expertise et des compétences à valeur ajoutée de la direction. Innergex estime que cette mesure permet d'améliorer la compréhension de la capacité de génération de liquidités de la Société, sa capacité à maintenir les dividendes actuels et sa capacité à financer sa croissance. Les lecteurs sont avisés que les flux de trésorerie disponibles ne doivent pas être considérés comme un substitut aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, déterminés conformément aux IFRS. Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie disponibles et ratio de distribution » pour le rapprochement des flux de trésorerie disponibles.

Les références aux « flux de trésorerie disponibles ajustés » visent les flux de trésorerie disponibles, exclusion faite des charges liées aux projets potentiels.

Les références au « ratio de distribution » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles. Innergex est d'avis qu'il s'agit d'une mesure de sa capacité à maintenir les dividendes actuels et de sa capacité à financer sa croissance.

Les références au « ratio de distribution ajusté » visent les dividendes déclarés sur les actions ordinaires divisés par les flux de trésorerie disponibles ajustés, compte tenu de l'incidence du RRD.

7- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Secteurs géographiques - Actifs non courants

	Aux	
	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 504 403	3 629 942
États-Unis	1 990 997	1 293 983
France	922 330	891 764
Chili	166 881	142 268
	6 584 611	5 957 957

1. Comprend les participations dans les coentreprises et entreprises associées.

7- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Secteurs géographiques - Produits

	Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019
Produits		
Canada	439 224	435 069
France	95 485	94 974
États-Unis	73 802	27 499
Chili	4 696	—
	613 207	557 542

7- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Transactions entre parties liées

Les transactions entre parties liées menées dans le cours normal des activités sont évaluées à la valeur d'échange, soit le montant déterminé et convenu par les parties liées, à moins que des exigences particulières aux termes des IFRS ne justifient un traitement différent.

Transactions avec des associés

Les filiales de la Société ont conclu les transactions suivantes avec des associés :

- Alliance stratégique et placement privé avec Hydro-Québec (se reporter à la rubrique « Capital et liquidités | Situation financière - Capitaux propres » du présent rapport de gestion pour plus d'information)
- Ventes effectuées dans le cadre des CAÉ avec Hydro-Québec
- Projet de stockage par batteries avec EVLO, une filiale d'Hydro-Québec (ci-dessous)
- Débenture émise par Sainte-Marguerite S.E.C. au Régime de rentes du Mouvement Desjardins (« RRMD »)
- Débenture convertible émise par la Société en commandite Magpie à la municipalité (ci-dessous)
- Débenture émise par la Société en commandite Innergex Europe (2015) au RRMD (ci-dessous)
- Prêt consenti par l'associé de la Société à Kwoiek Creek Resources L.P. (ci-dessous).

Tonnerre Energie SAS a signé un protocole d'entente avec EVLO, une filiale d'Hydro-Québec, pour le projet de stockage d'énergie autonome de 9 MWh en France.

Une débenture convertible de 3,0 M\$ a été émise par la Société en commandite Magpie à la Municipalité régionale de comté de Minganie. Cette débenture n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrivera à échéance en janvier 2025. La débenture convertible, laquelle porte intérêt à un taux fixe de 15,5 %, rend la Municipalité régionale de comté de Minganie admissible à une participation de 30 % dans la centrale au moment de la conversion de la débenture, au plus tard le 1er janvier 2025. La Société peut, à son gré, procéder à une conversion anticipée.

Une débenture de 78,0 M\$ a été émise par Société en commandite Innergex Europe (2015) à RRMD. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,00 % composé annuellement et est remboursable en versements trimestriels si les fonds sont disponibles. La débenture devra être remboursée en totalité en 2046.

L'associé de la Société dans le projet Kwoiek Creek a consenti un prêt de 3,7 M\$ à Kwoiek Creek Resources L.P. Conformément aux ententes liées au projet, chaque associé peut participer au financement du projet. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 10,07 % et arrive à échéance en 2054.

7- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Information financière trimestrielle historique

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Périodes de trois mois closes les							
	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019
Production (MWh)	2 186 961	2 021 559	2 185 793	1 679 598	1 793 803	1 665 362	1 741 953	1 308 505
Produits	167,9	162,7	150,5	132,1	143,1	142,8	144,7	126,4
BAIIA ajusté ¹	117,8	108,5	105,3	90,4	103,3	107,4	105,2	93,2
Bénéfice net (perte nette)	11,9	7,5	(1,6)	(46,9)	(47,4)	9,7	7,3	(0,9)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère	11,9	11,7	(2,5)	(53,7)	(46,8)	14,3	(7,8)	(7,4)
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et diluée)	0,06	0,06	(0,02)	(0,35)	(0,35)	0,10	(0,07)	(0,07)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère	11,9	11,7	(2,5)	(53,7)	(46,2)	14,1	10,8	(6,7)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux propriétaires de la société mère (\$/action – de base et diluée)	0,06	0,06	(0,02)	(0,35)	(0,35)	0,09	0,07	(0,06)
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	31,4	31,4	31,4	31,3	24,4	23,9	23,4	23,4
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires - \$/action	0,180	0,180	0,180	0,180	0,175	0,175	0,175	0,175

1. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS ».

La production, les produits, le bénéfice net et les flux de trésorerie de la Société varient selon la saison, tant sur le plan géographique que sur celui des sources d'énergie. Pour obtenir plus d'information sur la saisonnalité, se reporter à la rubrique « Aperçu des activités | Environnement commercial - Caractère saisonnier des activités » du présent rapport de gestion.

7- RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES CONSOLIDÉS | Résultats financiers des activités abandonnées

	Trimestre clos le 31 décembre 2020			Trimestre clos le 31 décembre 2019		
	Innergex ¹	HS Orka ²	Total	Innergex ¹	HS Orka ²	Total
Production	2 186 961	—	2 186 961	1 793 803	—	1 793 803
Produits	167 927	—	167 927	143 116	—	143 116
BAIIA ajusté ³	117 830	—	117 830	103 333	—	103 333
Bénéfice net (perte nette)	11 894	—	11 894	(48 049)	644	(47 405)

1. Équivaut aux activités poursuivies.

2. Équivaut aux activités abandonnées.

3. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

	Exercice clos le 31 décembre 2020			Exercice clos le 31 décembre 2019		
	Innergex ¹	HS Orka ²	Total	Innergex ¹	HS Orka ²	Total
Production	8 073 914	—	8 073 914	6 509 622	545 424	7 055 046
Produits	613 207	—	613 207	557 042	40 006	597 048
BAIIA ajusté ³	422 109	—	422 109	409 175	13 291	422 466
(Perte nette) bénéfice net	(29 111)	—	(29 111)	(53 026)	21 815	(31 211)

1. Équivaut aux activités poursuivies.

2. Équivaut aux activités abandonnées.

3. Le BAIIA ajusté n'est pas une mesure reconnue et pourrait, par conséquent, ne pas être comparable aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » pour plus d'information.

8- JUGEMENTS ET ESTIMATIONS, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION | Jugements et estimations critiques

La préparation d'états financiers consolidés conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Au cours des périodes considérées, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant principalement sur la détermination du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur une entreprise, le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, les durées d'utilité, la dépréciation d'actifs, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés, les financements de partage fiscal et l'efficacité des relations de couverture. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions de marché actuelles, sur la ligne de conduite que la direction prévoit adopter, de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement si les hypothèses et les estimations changeaient. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Au fur et à mesure que des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués.

Détermination du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur une entreprise

Pour déterminer si la Société exerce un contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur une entreprise, la Société doit émettre des hypothèses et formuler des jugements dans le cadre de l'évaluation des exigences de classement. Plus particulièrement, la Société exerce son jugement pour déterminer si des filiales non entièrement détenues sont contrôlées par la Société, ce qui suppose une évaluation des éléments suivants : i) la manière dont les décisions concernant les activités pertinentes de l'entreprise détenue sont prises; ii) si les droits des autres co-investisseurs sont de nature protectrice ou substantielle; et iii) la capacité de la Société à influencer les rendements de l'entreprise détenue.

Juste valeur des acquisitions d'entreprises

La Société procède à un certain nombre d'estimations lorsqu'elle détermine la juste valeur à la date d'acquisition de la contrepartie transférée, des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La juste valeur estimative est calculée au moyen de techniques fondées sur les flux de trésorerie futurs actualisés. Les flux de trésorerie futurs peuvent être influencés par un certain nombre d'hypothèses, notamment celles portant sur la production d'électricité, la durée des projets, les prix de vente, les coûts d'exploitation, les dépenses d'investissement, le taux de croissance et le taux d'actualisation. La probabilité que le développement de projets soit possible est aussi évaluée en fonction de l'environnement commercial concurrentiel et de la volonté des autorités gouvernementales de fournir des sources additionnelles d'énergie.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles

Les immobilisations corporelles et incorporelles représentent une partie importante du total de l'actif de la Société. La Société estime la durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles sur une base annuelle et ajuste l'amortissement de façon prospective, si nécessaire.

Dépréciation des actifs non financiers

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins de la détermination de la valeur recouvrable d'un actif ou d'une unité génératrice de trésorerie au moyen des calculs de la valeur d'utilité fondés sur les flux de trésorerie futurs actualisés. Les flux de trésorerie futurs peuvent être influencés par un certain nombre d'hypothèses, notamment celles portant sur la production d'électricité, la durée des projets, les prix de vente, les coûts d'exploitation, les dépenses d'investissement, le taux de croissance et le taux d'actualisation.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins du calcul de la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, qui représente la valeur actualisée des coûts futurs de remise en état pour divers projets. Les estimations de ces coûts sont tributaires des coûts de la main-d'œuvre, de l'efficacité des mesures correctrices et de remise en état, des taux d'inflation, des taux d'actualisation qui reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et les risques propres à l'obligation, ainsi que du calendrier des sorties de fonds.

Instruments financiers évalués à la juste valeur

Pour évaluer les instruments financiers à la juste valeur, la Société formule des estimations et pose des hypothèses, y compris des estimations et des hypothèses sur les prix à terme de l'électricité, les taux d'intérêt, les écarts de crédit et les taux de change.

Financement par participation au partage fiscal

Lorsqu'un partenariat de partage fiscal est constitué, la Société exerce son jugement pour déterminer si elle conserve le contrôle de l'entité et pour évaluer le classement approprié de l'apport de l'investisseur participant au partage fiscal, qui présente généralement les caractéristiques d'un passif puisque les arrangements sont faits de sorte que l'apport est remboursé au fil du temps jusqu'à ce que l'investisseur participant au partage fiscal ait atteint un taux de rendement convenu. Un jugement doit également être exercé pour évaluer la nature de la participation de l'investisseur participant au partage fiscal après que celui-ci a atteint le taux de rendement convenu : une telle participation présente généralement les caractéristiques des capitaux propres, puisque l'investisseur participant au partage fiscal conserve le droit à une partie des rendements variables du partenariat et partage une participation résiduelle dans les actifs nets du partenariat.

Les investisseurs participant au partage fiscal exigent généralement une attribution précise des distributions en trésorerie et des attributs fiscaux du projet tels que les crédits d'impôt sur la production, les crédits d'impôt à l'investissement et le bénéfice ou la perte imposable, y compris l'amortissement fiscal accéléré. Des estimations sont formulées lors de la détermination du montant et de l'attribution des distributions en trésorerie et des attributs fiscaux aux investisseurs participant au partage fiscal, et elles peuvent être influencées par un certain nombre d'hypothèses, notamment celles portant sur la production d'électricité, les prix de vente, les coûts d'exploitation et les montants d'impôt.

Couverture

La Société évalue, tant au commencement de la relation de couverture que sur une base continue, si les instruments de couverture seront efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts respectifs au cours de la période pour laquelle la couverture est désignée.

Plus particulièrement, la Société peut, de temps à autre, conclure des contrats à long terme de couverture du prix de l'électricité. Dans le cadre de la détermination de la juste valeur, la Société formule certaines hypothèses, fait certaines estimations et pose certains jugements concernant des événements futurs. Les prix de l'électricité futurs provisionnels non observables sont par nature subjectifs et ont une incidence sur la variation de la juste valeur comptabilisée dans les comptes consolidés de résultat.

8- JUGEMENTS ET ESTIMATIONS, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION | Principales méthodes comptables

Nouvelles normes comptables et interprétations adoptées au cours de l'exercice

Le 1er janvier 2020, la Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes.

Modifications de la définition de « significatif »

Le 31 octobre 2018, l'IASB a publié Définition du terme « significatif » (modification d'IAS 1, *Présentation des états financiers* et d'IAS 8, *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs*), qui clarifie la définition de ce terme et harmonise cette définition avec celle utilisée dans le Cadre conceptuel et avec les normes elles-mêmes.

Modifications des références au Cadre conceptuel

Conjointement avec le cadre conceptuel révisé publié en mars 2018, l'IASB a également publié Modifications des références au Cadre conceptuel dans les normes IFRS.

Modifications d'IFRS 3, Regroupements d'entreprises

Le 22 octobre 2018, l'IASB a publié Définition d'une entreprise (modifications d'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*) qui vise à résoudre les difficultés qui surviennent lorsqu'une entité détermine si elle a acquis une entreprise ou un groupe d'actifs.

Régime d'actions liées au rendement

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, la Société a procédé à un changement de la méthode de comptabilisation aux termes d'IFRS 2 de son régime d'actions liées au rendement, lequel était auparavant comptabilisé comme un régime de rémunération fondée sur des actions réglées en trésorerie. Selon la méthodologie révisée, le régime d'actions liées au rendement a été réévalué comme étant un régime réglé en titres de capitaux propres, ce qui a entraîné le reclassement de la réserve au titre du régime d'actions liées au rendement du 1er janvier 2020 d'un montant de 6,3 M\$ des fournisseurs et autres créditeurs au surplus d'apport. La modification a été appliquée au cours du quatrième trimestre 2020 et les chiffres comparatifs n'ont pas été ajustés.

Nouvelles normes comptables et interprétations publiées, mais non encore adoptées

Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants (modifications d'IAS 1)

Le 23 janvier 2020, l'IASB a publié des modifications d'IAS 1, *Présentation des états financiers*, qui visent à clarifier le classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants. Le 15 juillet 2020, l'IASB a publié une modification afin de reporter la date d'entrée en vigueur d'un an. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2023. L'adoption anticipée est permise. L'incidence sur la Société est en cours d'évaluation par la direction.

Modifications d'IAS 16, Immobilisations corporelles – Produit de la vente avant l'utilisation prévue

Le 14 mai 2020, l'IASB a publié *Immobilisations corporelles – Produit de la vente avant l'utilisation prévue* (modifications d'IAS 16). Les modifications empêchent une entité de déduire du coût d'une immobilisation corporelle le produit de la vente des éléments qui ont été produits pendant que l'immobilisation est amenée à l'emplacement et mise dans l'état nécessaire pour permettre son exploitation de la manière prévue par la direction. L'entité comptabilise plutôt le produit de la vente de ces articles, ainsi que les coûts de production de ces articles, en résultat net. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2022. L'adoption anticipée est autorisée. Toutefois, la Société ne prévoit pas de se prévaloir de cette option. L'application de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence significative sur la Société.

Réforme des taux d'intérêt de référence, phase 2 (modifications d'IFRS 9, d'IFRS 7 et d'IFRS 16)

Le 27 août 2020, l'IASB a parachevé sa réponse à la réforme des taux interbancaires et autres taux d'intérêt de référence en cours en publiant un ensemble de modifications aux normes IFRS. Ces modifications complètent celles publiées en 2019 dans le cadre de la phase 1 des modifications et traitent essentiellement de ce qui suit :

- modifications touchant les flux de trésorerie contractuels : une société n'aura pas à décomptabiliser la valeur comptable des instruments financiers pour tenir compte des changements requis par la réforme, et devra plutôt mettre à jour le taux d'intérêt effectif pour refléter le remplacement du taux de référence par un taux de référence alternatif;
- comptabilité de couverture : la Société n'aura pas à cesser d'appliquer la comptabilité de couverture uniquement en raison de changements requis par la réforme si la couverture répond aux autres critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture;
- informations à fournir : la Société devra fournir des informations sur les nouveaux risques découlant de la réforme et sur sa manière de gérer le passage aux taux de référence alternatifs.

Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2021. L'adoption anticipée est permise. L'incidence sur la Société est en cours d'évaluation par la direction.

8- JUGEMENTS ET ESTIMATIONS, MÉTHODES COMPTABLES ET CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION | Contrôles et procédures de communication de l'information

Conformément au Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont conçu ou fait concevoir, sous leur supervision :

- des contrôles et procédures de communication de l'information (« CPCI ») pour fournir l'assurance raisonnable que :
 - i) l'information importante relative à la Société est communiquée par d'autres personnes au président et chef de la direction et au chef de la direction financière, en particulier pendant la période où les documents annuels sont établis, et
 - ii) l'information que la Société doit présenter dans ses documents annuels, ses documents intermédiaires ou d'autres rapports qu'elle dépose ou transmet en vertu de la législation en valeurs mobilières est enregistrée, traitée, condensée et présentée dans les délais prescrits par cette législation;
- le contrôle interne à l'égard de l'information financière (« CIIF ») pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux IFRS.

Le président et chef de la direction et le chef de la direction financière de la Société ont évalué ou fait évaluer, sous leur supervision, l'efficacité des CPCI et du CIIF au 31 décembre 2020, et ont conclu qu'ils étaient efficaces à la clôture de l'exercice. Au cours de la période allant du 1er octobre 2020 au 31 décembre 2020, il n'y a eu aucune modification apportée au CIIF qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le CIIF.

9- RISQUES ET INCERTITUDES

Gestion des risques

La Société s'est engagée à adopter de solides pratiques proactives en matière de gouvernance et de surveillance des risques appuyées par le conseil d'administration et les membres de la direction. Le conseil d'administration a la responsabilité d'examiner et d'évaluer les risques importants associés aux activités de la Société qui pourraient avoir une incidence défavorable sur la Société, ses activités, sa situation financière ou sa réputation. Plus particulièrement, le conseil d'administration s'assure que la Société a mis en place des systèmes pour repérer, gérer et surveiller efficacement les principaux risques associés à ses activités et pour atténuer ou réduire leurs impacts négatifs potentiels. La supervision de certains risques peut être déléguée à certains comités du conseil qui rendent compte au conseil d'administration. La responsabilité de la gestion des risques est partagée dans l'ensemble de l'organisation à partir de chaque secteur d'activité. La surveillance des risques s'exerce également au niveau des filiales en exploitation de la Société, afin de s'assurer que les risques sont gérés efficacement à tous les niveaux de sa structure d'entreprise. Les nouveaux risques ou les risques importants sont déterminés et font l'objet de rapports avec des plans d'atténuation, et la tolérance au risque liée à ces risques est communiquée et discutée à tous les niveaux de la structure d'entreprise de la Société. Les risques qui ont été identifiés, qui peuvent toucher certains aspects des activités de la Société ou qui sont rencontrés dans le processus décisionnel, sont

présentés au conseil d'administration à chaque réunion, soit par ses comités ou les dirigeants de la Société. Ces risques sont présentés au conseil d'administration en fonction de la conjoncture, de la stratégie et de la tolérance au risque et dans le cadre de toute opération proposée présentée au conseil d'administration. Le conseil d'administration joue un rôle actif en discutant de la gestion des risques avec ses comités afin de s'assurer que les risques sont bien cernés, évalués et gérés efficacement à tous les niveaux des activités de la Société. L'audit interne est un outil supplémentaire pour valider l'efficacité et l'efficience de la gestion des risques dans tous les aspects des activités de la Société. La Société maintient des politiques et un code de conduite applicables à tous les administrateurs, dirigeants et employés de la Société et de ses filiales. Ces politiques et ce code de conduite sont revus au moins une fois par année par le conseil d'administration. Ces politiques et le code de conduite visent à promouvoir une saine gestion des risques dans l'ensemble de la Société, à déléguer adéquatement les pouvoirs à ses dirigeants et à fixer les limites des autorisations requises pour approuver et exécuter certaines opérations commerciales. Dans le cadre de ces politiques, les dirigeants de la Société ont la responsabilité de maintenir une communication efficace avec le conseil d'administration et les employés de la Société, afin de mettre en œuvre et de promouvoir une culture de gestion efficace des risques dans toutes les activités de la Société. Par le biais d'une planification stratégique approuvée par le conseil d'administration, les dirigeants ont également la responsabilité d'évaluer les activités de gestion des risques et de les harmoniser avec les paramètres de tolérance au risque de la Société, adoptés par le conseil d'administration. La surveillance de la gestion des risques exercée par le conseil d'administration vise à s'assurer que les risques sont cernés, réduits et atténués, si possible. Toutefois, ces risques ne peuvent pas toujours être repérés ou complètement éliminés des activités de la Société.

La Société est exposée à divers risques et incertitudes et elle a décrit ci-dessous ceux qu'elle considère comme importants. Il se peut également qu'il existe des risques et des incertitudes supplémentaires qui sont actuellement inconnus de la Société, ou qu'elle considère comme peu importants, et qui pourraient avoir une incidence défavorable sur les activités de la Société.

Risques liés aux activités

Variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires

La quantité d'énergie produite par les centrales hydroélectriques de la Société est tributaire des débits d'eau. Il n'y a aucune certitude que la disponibilité à long terme de ces ressources demeurera inchangée. Les produits d'exploitation de la Société pourraient être grandement touchés par des événements affectant les conditions hydrologiques des centrales hydroélectriques de la Société, notamment les débits faibles ou élevés des cours d'eau sur lesquels les centrales hydroélectriques de la Société sont situées. En cas d'inondations graves, les centrales hydroélectriques de la Société pourraient être endommagées. Par ailleurs, la quantité d'énergie produite par les parcs éoliens de la Société sera tributaire du vent, qui varie naturellement. L'augmentation ou la diminution du vent à l'un des parcs éoliens au cours d'une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de ce parc ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la Société. Finalement, la quantité d'énergie devant être produite par les parcs solaires de la Société sera tributaire de la disponibilité du rayonnement solaire, qui varie naturellement. Une diminution de l'irradiation solaire aux parcs solaires de la Société sur une période prolongée peut entraîner une réduction de la production de ces installations ainsi que des produits d'exploitation et de la rentabilité de la Société. Les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires et leur prévisibilité peuvent également être touchées par les changements climatiques qui peuvent provoquer des changements imprévus dans les tendances historiques.

Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets

Des retards et des dépassements de coûts peuvent survenir lors de la construction des projets en développement et du développement et de la construction des projets potentiels et des projets futurs que la Société entreprendra. Certains facteurs peuvent causer ces retards ou dépassements de coûts, notamment des retards dans l'obtention des permis, l'escalade des prix de la construction, des modifications des exigences d'ingénierie et de conception, le rendement des entrepreneurs, des conflits de travail, des intempéries et la disponibilité du financement. Même une fois achevée, une installation peut ne pas fonctionner comme prévu en raison de défauts de conception ou de fabrication, qui pourraient ne pas tous être couverts par une garantie. Un problème mécanique pourrait également se produire dans de l'équipement après l'expiration de la période de garantie, ce qui entraînerait une perte de production ainsi que des coûts de réparation. De plus, si les projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leur CAÉ, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ concerné.

Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement

La propriété, la construction et l'exploitation d'actifs de production d'énergie de la Société comportent un risque inhérent de responsabilité lié à la santé et à la sécurité des travailleurs et à l'environnement, y compris le risque d'ordonnances imposées par le gouvernement afin de remédier à des conditions dangereuses et/ou de prendre des mesures correctives ou d'autres mesures relativement à la contamination de l'environnement, à des pénalités éventuelles pour avoir contrevenu aux lois, aux

licences, aux permis et aux autres autorisations en matière de santé, de sécurité et d'environnement et à une responsabilité civile éventuelle. La conformité aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement (et les modifications futures de celles-ci) et aux exigences des licences, des permis et des autres autorisations, telles que le niveau sonore et d'autres restrictions opérationnelles, demeure importante pour les activités de la Société. La Société a engagé et continuera d'engager d'importantes dépenses en immobilisations et dépenses d'exploitation afin de se conformer aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement et d'obtenir des licences, des permis et d'autres autorisations, et de s'y conformer, et d'évaluer et de gérer son risque de responsabilité éventuelle. Néanmoins, il est possible que la Société devienne assujettie à des ordonnances gouvernementales, à des enquêtes, à des demandes de renseignements ou à d'autres instances (y compris des poursuites civiles) concernant des questions touchant la santé, la sécurité et l'environnement. Si l'un de ces événements survenait ou s'il y avait des modifications ou des ajouts aux lois en matière de santé, de sécurité et d'environnement, aux licences, aux permis ou aux autres autorisations ou une application plus rigoureuse de ceux-ci, cela pourrait avoir une incidence importante sur l'exploitation et entraîner des dépenses supplémentaires importantes. Par conséquent, on ne peut garantir que d'autres questions concernant l'environnement et la santé et la sécurité des travailleurs ayant trait à des questions actuellement connues ou inconnues n'exigeront pas des dépenses imprévues ou n'entraîneront pas non plus des amendes, des pénalités ou d'autres conséquences (y compris des changements dans l'exploitation) importantes pour les activités et l'exploitation de la Société.

Défaillance d'équipement ou activités d'exploitation et d'entretien imprévues

Les installations de la Société sont assujetties au risque de défaillance d'équipement attribuable à la détérioration du bien en raison notamment de l'usage ou de l'âge, à un défaut caché, à une erreur de conception ou à une erreur de l'opérateur, entre autres choses. Si l'équipement d'une installation exige des temps d'arrêt plus longs que prévu pour l'entretien et la réparation, ou si la production d'électricité est perturbée pour d'autres motifs, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable.

Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes

La capacité des installations de la Société à produire la quantité maximale d'énergie pouvant être vendue à Hydro-Québec, à BC Hydro, à l'IESO, à Électricité de France, à Idaho Power Company et à d'autres acheteurs d'électricité aux termes des CAÉ constitue un facteur déterminant des produits d'exploitation de la Société. Si l'une des installations de la Société produit moins d'électricité que la quantité requise au cours d'une année de contrat donnée ou qu'elle est par ailleurs en défaut aux termes de son CAÉ respectif, la Société pourrait devoir payer une pénalité à l'acheteur visé. Le paiement de ces pénalités par la Société pourrait avoir une incidence défavorable sur ses produits d'exploitation et sa rentabilité.

Défaut d'exécution des principales contreparties

La Société est partie à des bons de commande ou ordres d'achat avec des tiers fournisseurs pour de l'équipement de production d'énergie pour les projets en construction, les contrats d'interconnexion pour producteurs conclus avec des services publics et autres fournisseurs de services d'interconnexion pour l'infrastructure de transmission et le droit à l'interconnexion de tels projets, chacun d'eux prévoyant le versement d'un dépôt avant que l'équipement ne soit livré, et elle est aussi partie à des contrats de construction avec des entrepreneurs et autres tiers. Si un ou plusieurs de ces fournisseurs ou entrepreneurs sont incapables de respecter leurs engagements aux termes de ceux-ci, cela pourrait entraîner des pertes de revenu, des retards dans la construction et une augmentation des coûts de construction pour la Société. Si l'un des fournisseurs d'équipement, entrepreneurs ou fournisseurs de transmission ne remplit pas ses obligations envers la Société, la Société pourrait ne pas être en mesure de respecter ses engagements, ce qui pourrait entraîner des cas de défaut potentiels aux termes des CAÉ ou des couvertures énergétiques.

Approvisionnement en équipement

L'aménagement et l'exploitation des installations de production d'énergie de la Société sont tributaires de l'approvisionnement en équipement de tierces parties. Les prix de l'équipement peuvent augmenter rapidement en fonction, entre autres, de la disponibilité de l'équipement, des prix des matières premières et du marché pour ces produits. Toute augmentation marquée des prix de l'approvisionnement en équipement pourrait nuire à la rentabilité future des installations de la Société et à la capacité de la Société de mettre en œuvre d'autres projets. Rien ne garantit que les fabricants respecteront toutes leurs obligations contractuelles. Tout manquement de la part d'un fournisseur de la Société à l'égard de ses engagements pourrait nuire à la capacité de la Société à réaliser les projets conformément à l'échéancier et à respecter ses engagements aux termes des CAÉ.

Risques réglementaires et politiques

L'aménagement et l'exploitation des installations de production d'énergie sont assujettis aux modifications des exigences réglementaires gouvernementales et des lois applicables, notamment les règlements concernant l'environnement, les effets environnementaux imprévisibles, la conjoncture économique en général et d'autres questions indépendantes de la volonté de la Société.

De plus, l'exploitation d'une installation de production d'énergie est assujettie à une réglementation importante imposée par divers organismes gouvernementaux, à l'échelle municipale, provinciale, étatique et fédérale. Il existe toujours un risque que les politiques et les lois gouvernementales soient modifiées, ce qui pourrait avoir pour effet d'entraîner une augmentation des coûts et taux, notamment des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique, de l'impôt sur le revenu et sur le capital et des taxes municipales.

La Société détient des permis et des licences délivrés par divers organismes de réglementation en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation de ses installations. Ces licences et permis sont cruciaux pour l'exploitation des activités de la Société. La majeure partie de ces permis et licences ont une durée à long terme qui tient compte de la durée de vie utile prévue des installations. Dans certains cas, ces permis doivent être renouvelés avant la fin de la durée de vie utile prévue de ces installations, et rien ne garantit que ces renouvellements seront accordés ni quelles seront les conditions d'un tel renouvellement. Ces permis et licences ne peuvent demeurer en règle que si la Société se conforme à leurs modalités.

Augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau

La Société est tenue de verser des redevances pour les droits d'utilisation de l'eau dans ses centrales hydroélectriques en exploitation commerciale. Si les redevances d'utilisation d'énergie hydraulique augmentent sensiblement à l'avenir ou si les gouvernements changent la manière dont ils réglementent l'approvisionnement en eau ou l'application de tels règlements (notamment les gouvernements du Québec, de la Colombie-Britannique, de l'Ontario, de l'Idaho aux États-Unis et du Chili) où la Société a des installations hydroélectriques en exploitation, cela pourrait nuire de façon importante aux activités, aux résultats d'exploitation, à la situation financière ou aux perspectives de la Société.

Disponibilité et fiabilité des systèmes de transmission

La capacité de la Société de vendre de l'électricité est influencée par la disponibilité des divers systèmes de transport d'électricité de chaque territoire. Une défaillance des installations de transport existantes, une capacité de transport insuffisante ou des délais dans la construction auraient une incidence défavorable importante sur la capacité de la Société de livrer l'électricité à ses diverses contreparties ou au point d'interconnexion, ce qui aurait une incidence sur les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société.

Évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe

La force et la constance des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires à la disposition des installations de la Société peuvent différer des prévisions de la Société. Les estimations de production d'électricité de la Société sont fondées sur des hypothèses et des facteurs intrinsèquement incertains qui pourraient expliquer des écarts entre la production réelle d'énergie et les estimations de la Société, notamment : i) la mesure dans laquelle les données hydrologiques, éoliennes ou solaires recueillies pour un site particulier reflètent exactement les débits d'eau, les vitesses du vent et le rayonnement solaire à long terme; ii) la mesure dans laquelle les données historiques reflètent exactement la force et la constance futures de l'eau, du vent et du soleil; iii) l'intensité de la corrélation entre les données hydrauliques, éoliennes et solaires propres à un site et les données régionales à plus long terme; iv) l'incidence éventuelle des facteurs climatiques et des changements climatiques; v) l'exactitude des hypothèses concernant différents facteurs, notamment le climat, l'accumulation de glace sur les turbines éoliennes et l'accumulation de neige sur les panneaux solaires et leur encrassement, l'accès au site, les pertes par effet de sillage et les pertes de transmission et le cisaillement du vent; vi) l'exactitude des anémomètres servant à mesurer la vitesse du vent et la différence entre la hauteur du centre des éoliennes et celle des tours météorologiques utilisées pour la collecte de données; vii) l'incidence éventuelle des variations topographiques, de l'emplacement des turbines et des conditions locales, y compris de la végétation; viii) l'incertitude inhérente aux méthodologies particulières et aux modèles connexes, en particulier les modèles de prévision utilisés pour prévoir les ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires; et ix) la possibilité que des pertes électriques surviennent avant la livraison.

Changements climatiques à l'échelle mondiale

Les changements climatiques à l'échelle mondiale, y compris les effets du réchauffement de la planète, représentent un risque qui pourrait avoir une incidence négative sur les activités, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie de la Société. La variabilité de l'hydrologie, des régimes éoliens et de l'irradiation solaire et leur prévisibilité peuvent être touchées par des changements climatiques imprévus tels que les ouragans, les tempêtes de vent, de grêle, de pluie et de verglas, les inondations, les conditions météorologiques hivernales extrêmes et les feux de forêt. Dans la mesure où les conditions météorologiques sont touchées par les changements climatiques, la consommation d'énergie des clients et la production d'électricité par la Société pourraient augmenter ou diminuer selon la durée et l'ampleur des changements.

Catastrophes naturelles et cas de force majeure

Les installations, les activités et les projets en développement de la Société risquent de subir des dommages, ou des pertes partielles ou complètes, causés notamment par des désastres naturels (p. ex., inondations, vents violents, incendies et tremblements de terre), des défaillances d'équipement ou d'autres événements imprévus. La survenance d'événements importants qui perturbent ou retardent la capacité des actifs de production d'énergie de la Société de produire ou de vendre de l'énergie au cours d'une période prolongée, notamment des événements qui empêchent les clients existants aux termes des CAÉ d'acheter de l'électricité, pourrait avoir un effet défavorable important sur les activités de la Société. Les actifs de production d'énergie de la Société pourraient subir les effets de conditions météorologiques rigoureuses, de catastrophes naturelles et d'événements éventuellement catastrophiques, tels qu'un accident ou incident majeur. Dans un tel cas, il se peut que la Société doive tout de même s'acquitter de ses obligations aux termes des CAÉ, des couvertures du prix de l'électricité ou d'autres ententes conclues avec des tiers. En outre, des cas de force majeure touchant nos actifs peuvent entraîner des dommages à l'environnement ou nuire à des tiers. De plus, de nombreux projets de la Société sont situés dans des régions éloignées, ce qui rend difficile l'accès pour y réparer les dommages.

Les dangers comme des formations géologiques inhabituelles ou inattendues, des pressions, des conditions de fond de trou, des éboulements ou d'autres événements associés aux terrains en pente, des défaillances mécaniques, des éruptions, des cratères, des affaissements du sol localisés, l'inflation du sol localisée, la pollution et d'autres risques matériels et environnementaux peuvent avoir une incidence sur les activités de développement et de production de la Société. Ces risques peuvent entraîner d'importantes pertes, y compris des blessures et des pertes de vie, des dommages graves et la destruction de biens et d'équipements, de la pollution et d'autres dommages environnementaux et la suspension des opérations.

Pandémies, épidémies ou autres urgences de santé publique

Les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière, les flux de trésorerie et le cours des actions de la Société peuvent être touchés de manière défavorable par des pandémies, des épidémies ou d'autres urgences de santé publique, telles que la pandémie de COVID-19. En mars 2020, l'Organisation mondiale de la Santé a déclaré que la COVID-19 est une pandémie. La pandémie de COVID-19 a poussé les gouvernements du monde entier à mettre en œuvre des mesures de plus en plus strictes pour limiter la propagation du virus, notamment des quarantaines, des confinements, des restrictions de voyage, des réductions des activités des entreprises, des fermetures d'écoles et d'autres mesures. En outre, les gouvernements et les banques centrales de plusieurs régions du monde ont adopté des mesures de relance budgétaire et monétaire pour contrer les répercussions de la COVID-19. Bien que certains gouvernements aient commencé à assouplir leurs restrictions respectives à l'égard des particuliers et des entreprises, les exigences relatives à la levée et au rétablissement des restrictions, et le rythme auquel ces restrictions sont levées et rétablies, varient considérablement d'un territoire à l'autre. Dans certains territoires, l'augmentation des nouveaux cas de COVID-19 a entraîné le rétablissement des restrictions imposées aux particuliers et aux entreprises. Les perturbations actuelles des activités pourraient avoir une incidence sur nos fournisseurs, ce qui pourrait en retour se répercuter sur les résultats d'exploitation de la Société. Si l'épidémie devait se propager encore davantage, l'approvisionnement en équipements et pièces de rechange pourrait être touché, et la construction, l'exploitation et l'entretien des actifs de la Société pourraient être interrompus ou retardés, ce qui aurait une incidence défavorable sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Toutes les installations de la Société demeurent en exploitation et des mesures préventives ont été mises en œuvre conformément au plan d'intervention d'urgence de la Société et aux directives des gouvernements locaux. La direction continue de surveiller étroitement la situation, qui demeure incertaine, et pourrait prendre d'autres mesures selon les exigences ou les recommandations des autorités.

Cybersécurité

La Société dépend de plusieurs technologies de l'information pour mener de multiples activités commerciales. Une cyberintrusion réussie, notamment, les accès non autorisés, les logiciels malveillants ou d'autres violations du système qui contrôle la production et le transport d'électricité à nos bureaux ou installations pourraient gravement perturber ou autrement toucher les activités commerciales ou diminuer les avantages concurrentiels. Ces attaques visant nos systèmes informatiques

par l'entremise de vol, d'altération ou de destruction pourraient générer des dépenses imprévues en vue d'enquêter et de réparer les violations de sécurité ou les dommages au système et pourraient entraîner des litiges, amendes, d'autres mesures correctives, un examen réglementaire accru et nuire à notre réputation. Une violation de nos mesures de sécurité des données ou cybersécurité pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités de la Société, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées

Les six centrales en exploitation Harrison, la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et la centrale Big Silver Creek (« les centrales qui partagent ») partagent ou partageront tous une infrastructure d'interconnexion et de transport conjointe pour le transport de leur production d'électricité à une sous-station conjointe, qui est ensuite reliée aux points d'interconnexion communs pour les centrales qui partagent à la sous-station Upper Harrison Terminal de BC Hydro adjacente. Par conséquent, tout dommage causé à l'infrastructure d'interconnexion et de transport partagée ou toute défaillance de celle-ci peut faire en sorte que les centrales qui partagent soient incapables de livrer leur production d'électricité jusqu'aux points d'interconnexion avec le réseau de transport de BC Hydro, conformément aux exigences en matière de vente d'énergie aux termes de deux CAÉ conclus avec BC Hydro à l'égard des six centrales en exploitation Harrison, la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et la centrale Big Silver Creek. Les six centrales en exploitation Harrison partagent également une convention d'interconnexion commune avec BC Hydro et agissent en tant que mandataire pour la centrale Northwest Stave River, la centrale Tretheway Creek et la centrale Big Silver Creek. Par conséquent, le fait pour les centrales qui partagent de manquer respectivement à leurs engagements aux termes de la convention d'interconnexion pourrait entraîner la déconnexion par BC Hydro du projet et des centrales qui partagent du réseau de transport de BC Hydro.

Risques liés à la stratégie de croissance

Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires

La stratégie de la Société visant à créer de la valeur pour ses actionnaires consiste à acquérir ou à développer des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité qui génèrent des flux de trésorerie constants et un rendement attirant du capital investi ajusté aux risques et à distribuer un dividende stable. Toutefois, rien ne garantit que la Société soit en mesure d'acquérir ou de créer des installations de production d'énergie renouvelable de grande qualité à des prix attractifs pour poursuivre sa croissance. De plus, cette stratégie peut exiger la cession par la Société de certains actifs, la poursuite de nouvelles occasions, le soutien ou la réalisation des avantages d'acquisitions réalisées ou futures, la mobilisation de capitaux supplémentaires et/ou la réduction des dettes de la Société.

La mise en œuvre réussie de cette stratégie exige un calendrier et un jugement commercial rigoureux, les ressources nécessaires pour mener à bien le développement des installations de production d'électricité ainsi qu'une évaluation précise des actifs de la Société et de la valeur qu'elle recevrait en échange de leur cession. La Société peut sous-estimer les coûts liés au développement des installations de production d'énergie jusqu'à leur mise en service commerciale, peut être incapable d'intégrer de façon efficace et en temps opportun les nouvelles acquisitions à ses activités existantes, peut évaluer de façon inexacte la valeur de ses actifs ou être incapable de trouver un acquéreur à cet égard d'une manière qui appuie la stratégie de la Société en temps opportun.

Capacité de lever des capitaux supplémentaires et état du marché des capitaux

Le développement futur et la construction de nouvelles installations ainsi que la croissance des projets en développement et des projets potentiels et les autres dépenses en immobilisations seront financés par la Société au moyen de l'encaisse générée par ses installations en exploitation, d'emprunts ou d'émissions et de ventes d'actions supplémentaires. Si les sources de capitaux externes, y compris l'émission de titres additionnels de la Société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la Société d'effectuer les investissements nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes ou futures serait compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables pour le financement du développement ou de l'expansion. Un grand nombre de projets d'énergie renouvelable seront réalisés au cours des prochaines années, ce qui aura des répercussions sur la disponibilité des capitaux. De plus, le versement de dividendes pourrait nuire à la capacité de la Société de financer ses projets en cours et futurs.

De plus, les efforts de mobilisation de capitaux de la Société pourraient comprendre l'émission et la vente d'actions ordinaires supplémentaires, ou de titres d'emprunt convertibles en actions ordinaires, lesquels pourraient, selon le prix auquel ils sont vendus ou convertis, avoir un effet dilutif important pour les porteurs des actions ordinaires de la Société et une incidence négative sur le cours des actions ordinaires de la Société.

Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants

L'obtention de nouveaux CAÉ, qui constitue une composante clé de la stratégie de croissance de la Société, comporte certains risques en raison du milieu concurrentiel auquel la Société est confrontée. La Société s'attend à continuer de conclure diverses formes de CAÉ (détenus par la Société ou les services publics) relativement à la vente de son énergie, contrats qu'elle obtiendra principalement par l'intermédiaire de sa participation à des processus de demandes de propositions concurrentiels ou des négociations bilatérales. Au cours de ces processus et négociations, la Société doit se mesurer aux concurrents, en l'occurrence des services publics de grande envergure et de petits producteurs d'énergie indépendants, dont certains possèdent des ressources, notamment financières, nettement supérieures à celles de la Société. Rien ne garantit que la Société soit choisie dans l'avenir à titre de fournisseur d'énergie à la suite d'un appel d'offres en particulier, que la Société aura du succès dans de telles négociations ou que des CAÉ existants soient renouvelés ou le seront moyennant des modalités et des conditions équivalentes à l'expiration de leurs durées respectives.

Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité

Si la Société est incapable d'obtenir ou de renouveler des CAÉ pour ses actifs en développement, ou de maintenir ou de renouveler les CAÉ pour ses actifs en exploitation ou des contrats de vente pour 100 % de la production, la Société peut être contrainte de vendre l'électricité produite au prix du marché. Bien que la majorité de la production du parc éolien Shannon, du parc éolien Flat Top, du parc éolien Foard City, du parc solaire Phoebe et du parc solaire Salvador soit vendue conformément à des CAÉ à long terme, la production qui n'est pas vendue aux termes d'un contrat à long terme de couverture énergétique est et sera assujettie aux prix du marché. Si la Société est incapable de produire suffisamment d'énergie pour satisfaire à ses obligations contractuelles en vertu des CAÉ, la Société sera obligée d'acheter de l'énergie provenant de tiers aux prix du marché. Si le point de règlement des contrats à long terme de couverture énergétique (une forme de CAÉ) de la Société diffère du point d'interconnexion, les ventes d'électricité en vertu de cette couverture énergétique seront assujetties aux risques de localisation. Cette différence potentielle de tarification est désignée comme étant un « différentiel ». Selon les particularités spécifiques aux couvertures énergétiques, un important différentiel pourrait obliger la Société à acheter de l'énergie de tiers aux prix du marché, ou à compenser autrement le fournisseur de couverture énergétique. Les ventes d'électricité faisant l'objet de couvertures énergétiques doivent également être vendues en blocs de périodes horaires. Si la production de la Société au sein d'un bloc donné est insuffisante pour satisfaire à ses engagements contractuels, elle pourrait être tenue d'acheter l'électricité d'un tiers aux prix du marché afin de respecter ses engagements. On appelle ce risque potentiel « risque de non-concordance ».

Le prix du marché de l'électricité dans les différents territoires peut être volatil et impossible à contrôler. Si le prix de l'électricité devait baisser de manière importante alors que la Société est obligée de vendre l'énergie électrique produite au prix du marché, ou augmenter de manière importante alors que la Société est obligée d'acheter de l'électricité auprès de tiers au prix du marché, les perspectives économiques des installations en exploitation qui dépendent, en tout ou en partie, des prix du marché, comme le parc éolien Shannon, le parc éolien Flat Top, le parc éolien Foard City, le parc solaire Phoebe, le parc solaire Salvador, la centrale Miller Creek, ou des projets en développement dans lesquels la Société détient une participation, pourraient être considérablement réduites ou non rentables. Une diminution ou une augmentation importante de ces prix, le cas échéant, ou une réduction non importante de ces prix combinée à l'impact de l'ensemble des risques décrits ci-dessus, pourrait avoir un effet défavorable important sur la situation financière de la Société, en particulier, à l'égard du parc éolien Shannon, du parc éolien Flat Top et du parc solaire Phoebe.

Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations

La Société participe à la construction et au développement de nouvelles installations de production d'énergie. Ces installations présentent une plus grande incertitude quant à leur faisabilité, à leur acceptabilité sociale et à la rentabilité future que les installations en exploitation existantes dont le rendement a été prouvé. Dans certains cas, bon nombre de facteurs ayant un effet sur les coûts n'ont pas encore été établis, notamment les paiements de redevances sur les terrains, les redevances d'utilisation d'eau ou les taxes municipales ou autres taxes applicables. La Société est tenue, dans certains cas, d'avancer des fonds et de déposer des cautionnements d'exécution pendant l'aménagement de ces nouvelles installations. Si certaines de ces installations ne sont pas réalisées ou ne fonctionnent pas conformément aux spécifications, ou si des frais ou des taxes ou impôts imprévus sont engagés, cela pourrait nuire à la Société.

Obtention de permis

À l'heure actuelle, la Société ne détient pas toutes les approbations, les licences et les permis nécessaires à la construction et à l'exploitation des projets en développement ou des projets potentiels, y compris les approbations et les permis environnementaux nécessaires à la construction et à l'exploitation des projets en développement ou des projets potentiels. Tout manquement à obtenir les licences, les approbations ou les permis nécessaires, y compris les renouvellements ou les modifications de ceux-ci ou tout retard dans l'obtention de ces licences, approbations ou permis nécessaires, y compris des renouvellements ou des modifications de ceux-ci, pourrait entraîner un retard dans la construction des projets en

développement ou des projets potentiels ou faire en sorte que ceux-ci ne soient pas terminés ou commencés. Rien ne garantit que l'un des projets potentiels résulte en une installation en exploitation.

En outre, des retards peuvent survenir dans l'obtention des approbations gouvernementales nécessaires pour les projets énergétiques futurs.

De temps à autre, et de façon à prendre en compte les longs délais d'approvisionnement souvent associés à la fourniture de l'équipement, la Société peut commander de l'équipement et effectuer des dépôts sur celui-ci, ou faire avancer des projets avant d'avoir obtenu tous les permis et toutes les licences nécessaires. La Société n'entreprend de telles actions que lorsqu'elle croit raisonnablement que ces permis ou licences seront émis en temps utile, préalablement à l'obligation de déboursier le montant intégral du prix d'achat. Toutefois, tout retard dans l'octroi de ces permis ou licences pourrait nuire à la Société.

Les permis environnementaux devant être émis relativement à l'un des projets en développement ou projets potentiels peuvent renfermer des conditions qui doivent être respectées avant l'obtention d'un CAÉ, le début de la construction, au cours de la construction, et pendant et après l'exploitation des projets en développement. Il est impossible de prédire les conditions imposées par ces permis ou le coût de toute mesure d'atténuation exigée par ces derniers.

Défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures

La Société est d'avis que les acquisitions réalisées et futures lui apporteront des avantages. Cependant, il y a un risque qu'une partie ou la totalité des avantages prévus ne se matérialise pas ou ne se matérialise pas dans les délais prévus par la direction de la Société. La concrétisation de ces avantages peut être influencée par un certain nombre de facteurs, dont plusieurs sont indépendants de la volonté de la Société.

Intégration des acquisitions réalisées et futures

L'intégration des acquisitions d'entreprises et/ou de projets réalisés et futurs et de leurs activités, employés et dirigeants, opérations et installations respectifs peut entraîner des défis importants et la direction de la Société pourrait être incapable de mener à bien l'intégration avec succès ou pourrait être tenue d'investir des sommes importantes ou de consacrer d'autres ressources. En ce qui concerne les acquisitions réalisées et futures, rien ne garantit que la direction sera en mesure d'intégrer avec succès les équipes, les activités et les installations faisant partie de ces acquisitions ou de bénéficier pleinement de tous les avantages attendus de ces acquisitions.

Changements du soutien gouvernemental pour accroître la production d'électricité à partir de sources renouvelables par des producteurs d'électricité indépendants

Le développement et la croissance de l'énergie renouvelable dépendent du soutien, des politiques et des incitatifs des gouvernements. Plusieurs gouvernements ont mis en place des normes de portefeuille, des crédits d'impôt et d'autres incitatifs pour augmenter la part des énergies renouvelables dans leur bouquet de production d'électricité afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre au fil du temps. Il existe un risque que le soutien gouvernemental lié aux incitatifs en faveur des énergies renouvelables change à tout moment et que l'augmentation supplémentaire de l'approvisionnement en projets d'énergie renouvelable auprès de producteurs d'électricité indépendants puisse être réduite ou suspendue à tout moment. En conséquence, la Société pourrait être amenée à réduire sa capacité à développer ses projets potentiels et pourrait subir des radiations importantes de projets potentiels.

Acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable

L'acceptabilité sociale par les parties prenantes locales, y compris, dans certains cas, les Premières Nations et les autres peuples autochtones de même que les communautés locales, est essentielle à notre capacité à trouver et à développer de nouveaux sites appropriés pour des projets d'énergie renouvelable viables. Le défaut d'obtenir l'acceptabilité sociale adéquate pour un projet peut empêcher le développement et la construction d'un projet et conduire à la perte de tous les investissements dans le développement et à la radiation de ce projet potentiel.

Relations avec les parties prenantes

La Société conclut divers types d'arrangements avec des collectivités ou des partenaires dans le cadre de coentreprises pour le développement de ses projets. Certains de ces partenaires peuvent avoir ou peuvent développer des intérêts ou des objectifs qui diffèrent de ceux de la Société ou qui pourraient entrer en conflit avec ceux-ci. De telles divergences pourraient avoir une incidence négative sur la réussite des projets de la Société. La Société est parfois tenue, au cours du processus d'obtention de permis et d'approbation, de donner des avis à divers groupes de parties prenantes, y compris les propriétaires fonciers, les communautés autochtones et les municipalités, et de les consulter. Tout retard imprévu dans le cadre de ce

processus peut avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société à mener à bien un projet donné et, le cas échéant, dans les délais prévus.

Capacité à obtenir les terrains appropriés

Il existe une importante concurrence pour obtenir les sites appropriés aux fins d'aménagement des nouvelles installations de production d'électricité. Les sites idéaux sont difficiles à trouver étant donné les caractéristiques géographiques, les restrictions légales et les droits de propriété qui restreignent naturellement les zones disponibles aux fins de l'aménagement d'un site. Rien ne garantit que la Société réussira à obtenir un site en particulier à l'avenir.

Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers

La Société peut, dans le cadre d'une expansion internationale de ses activités, faire face à des risques liés i) à sa capacité à intégrer efficacement les acquisitions futures, créer de nouveaux partenariats et développer, construire et exploiter des projets dans un marché d'approvisionnement et de réglementation non familier; ii) à la concurrence avec des entreprises plus établies; iii) aux fluctuations des cours du change; iv) au manque de connaissance des marchés étrangers et v) aux changements de la fiscalité locale et internationale.

Risques liés au financement

Risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés sont conclus avec d'importantes institutions financières et leur efficacité dépend du rendement de ces institutions. Le défaut par l'une d'elles de remplir ses obligations pourrait comporter un risque de liquidité. Les risques de liquidité relatifs aux instruments financiers dérivés incluent aussi le règlement des contrats à terme sur obligations à leur date d'échéance et l'option de résiliation anticipée comprise dans certains swaps de taux d'intérêt et contrats de change.

La survenance de l'une des situations susmentionnées pourrait avoir un effet négatif important sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société. La Société utilise les instruments financiers dérivés pour gérer son exposition au risque de fluctuation des taux d'intérêt sur son financement par emprunt ou de fluctuation des devises étrangères ou du prix du marché de l'électricité. La Société ne détient ni n'émet d'instruments financiers à des fins spéculatives.

La nature des activités de gestion de l'énergie et des risques de la Société l'expose à des risques financiers, qui incluent, notamment : i) les variations défavorables des prix des matières premières, des taux d'intérêt ou des taux de change qui pourraient entraîner une perte financière ou une perte d'opportunité pour la Société; ii) un manque de contreparties en raison des conditions du marché ou d'autres circonstances pourrait empêcher la Société de liquider ou de compenser une position, notamment au cours ou près du cours antérieur, iii) la Société peut ne pas recevoir de fonds ou d'instruments de contreparties, notamment au moment prévu; iv) la contrepartie pourrait ne pas exécuter une obligation envers la Société; v) la perte résultant d'une erreur humaine ou d'une déficience des systèmes ou des contrôles de la Société; et vi) la perte résultant de contrats non exécutoires ou de transactions insuffisamment documentées.

Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au refinancement

Les fluctuations des taux d'intérêt constituent une préoccupation particulièrement importante dans un secteur qui exige beaucoup d'investissements, comme le secteur de l'énergie électrique. La Société est exposée aux risques liés aux taux d'intérêt et au refinancement de la dette à l'égard des facilités de crédit bancaire à taux variable utilisées pour les financements de construction et pour les financements à long terme. La capacité de la Société de refinancer à des conditions favorables la dette dépend des conditions des marchés des capitaux d'emprunt, qui sont de nature variable et difficiles à prévoir. La Société est également exposée aux risques liés à la fluctuation des taux d'intérêt et au refinancement, qui pourraient avoir une incidence sur la capacité de la Société à mobiliser des capitaux supplémentaires.

Effet de levier financier et clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures

Les activités de la Société et de ses filiales sont assujetties à certaines restrictions contractuelles contenues dans les documents régissant ses dettes actuelles et futures. Le niveau d'endettement de la Société et de ses filiales pourrait avoir d'importantes conséquences pour les actionnaires, notamment les suivantes : i) la capacité de la Société et de ses filiales d'obtenir à l'avenir un financement supplémentaire pour son fonds de roulement, ses dépenses en immobilisations, ses acquisitions ou ses autres projets en développement pourrait être restreinte; ii) la Société et ses filiales pourraient devoir affecter une partie importante des flux de trésorerie qu'elles tireront de leurs activités au paiement du capital et des intérêts sur

leur dette, ce qui réduirait les fonds disponibles pour leurs activités futures; iii) certains des emprunts de la Société et de ses filiales seront à des taux d'intérêt variables, ce qui les exposera au risque de l'augmentation des taux d'intérêt; et iv) la Société et ses filiales pourront être plus vulnérables aux ralentissements de l'économie et limitées dans leur capacité à se mesurer à la concurrence.

La Société et ses filiales sont assujetties à des restrictions financières et d'exploitation en raison de clauses restrictives figurant dans certains contrats de financement, de sûreté et de prêt. Ces clauses restrictives imposent des restrictions ou limitent la capacité de la Société et de ses filiales, entre autres, à contracter des dettes supplémentaires, à fournir des garanties relatives à la dette, à créer des charges, à aliéner des actifs, à effectuer des liquidations, dissolutions, fusions, regroupements ou à mettre en vigueur toute restructuration générale ou du capital, à verser des distributions ou des dividendes, à émettre des titres de participation et à créer des filiales. Ces restrictions peuvent limiter la capacité de la Société et de ses filiales à obtenir du financement supplémentaire, à résister au fléchissement des activités de la Société et de ses filiales et à tirer profit d'occasions d'affaires. De plus, la Société et ses filiales peuvent être tenues d'obtenir un financement par emprunt supplémentaire selon des modalités comportant des clauses plus restrictives, exigeant un remboursement anticipé ou imposant d'autres obligations qui limitent la capacité de la Société et de ses filiales de faire croître leur entreprise, d'acquérir les actifs ou de prendre d'autres mesures qui pourraient par ailleurs être considérées comme opportunes ou souhaitables par la Société ou ses filiales.

Changements dans la conjoncture économique générale

Des changements dans la conjoncture économique en général pourraient avoir une incidence sur l'évaluation de la valeur des actifs de la Société, ce qui pourrait avoir une incidence sur sa capacité de réunir des capitaux, notamment par le financement, le refinancement, la cession de certains actifs ou, en général, sur sa capacité d'exécuter sa stratégie. De plus, la plupart des CAÉ de la Société ont un prix fixe ajusté chaque année en fonction de l'inflation fondé sur une formule d'IPC. Si l'inflation est plus faible que prévu ou si elle diminue, les produits projetés de la Société, le BAIIA projeté ajusté et les flux de trésorerie disponibles pourraient être moins élevés que prévu ou réduits, ce qui aurait dans chaque cas une incidence sur le ratio de distribution.

Fluctuations des taux de change

La Société achète à l'occasion de l'équipement auprès de fournisseurs étrangers. De ce fait, elle peut être exposée aux fluctuations du dollar canadien par rapport aux devises dans lesquelles ces achats sont libellés. Notre travail de développement et d'exploitation au Canada, en France, aux États-Unis et en Amérique latine nous expose aux fluctuations des devises étrangères.

Certains de nos produits et coûts sont libellés en dollars américains ou pourraient être libellés en devises autres que le dollar canadien. Des fluctuations des cours de change peuvent influencer sur les résultats de la Société qui sont déclarés en dollars canadiens.

La monnaie fonctionnelle et la monnaie de présentation de la Société est le dollar canadien. La Société est donc exposée aux variations nettes des cours du change par ses investissements, ses coûts d'exploitation et ses actifs à l'étranger. La volatilité des cours de change pourrait avoir un effet défavorable sur l'entreprise, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société.

Risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains, aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et à la disponibilité des financements de partage fiscal

La Société détient une participation dans des projets pour lesquels des activités sur place et hors site sont ou ont été effectuées afin d'être admissibles aux incitatifs fiscaux d'énergie renouvelable aux États-Unis (CIP ou CII). Il n'y a aucune garantie que les projets seront admissibles aux CIP ou CII, ou s'ils le sont, qu'ils seront admissibles pour la pleine valeur des CIP ou CII. Il ne peut y avoir aussi aucune garantie que les CIP ou CII seront toujours disponibles. Toute nouvelle règle, tout nouveau règlement ou d'autres lignes directrices fiscaux promulgués aux États-Unis (tels que modifiés ou mis à jour de temps à autre, incluant les amendements adoptés à la fin de 2017) peuvent mettre en péril ou autrement nuire à l'efficacité de telles activités de projets sur place et hors site afin de rendre admissibles de tels projets pour la pleine valeur des CIP ou CII.

L'admissibilité des projets aux CIP ou CII est indispensable pour obtenir des financements de partage fiscal pour des projets éoliens et solaires. L'impossibilité de rendre admissibles les projets aux CIP ou CII, en tout ou en partie, aurait une incidence néfaste sur les options de financement pour ces projets. Si l'admissibilité d'un projet pour les CIP ou CII n'est pas obtenue, il pourrait y avoir une dépréciation significative de l'investissement de la Société dans ce projet.

D'autres mesures gouvernementales pourraient être prises pouvant, directement ou indirectement, restreindre la capacité de la Société de lever des financements de partage fiscal. Par exemple, par suite de la réforme fiscale adoptée à la fin de 2017, les taux d'imposition inférieurs pour les sociétés aux États-Unis pourraient avoir une incidence sur le montant de la participation au partage fiscal disponible pour certains projets ou d'une manière générale au marché, nuire à notre capacité d'obtenir des sommes suffisantes de participation au partage fiscal à des conditions et à des taux avantageux pour la Société et ses projets.

Autres risques

Possibilité que la Société ne puisse pas déclarer ou payer un dividende

Les porteurs d'actions ordinaires, d'actions série A et d'actions série C n'ont pas le droit de recevoir de dividendes sur ces actions sauf si le conseil d'administration en déclare. La Société n'est soumise à aucune restriction qui l'empêcherait de verser des dividendes ou des distributions. La déclaration de dividendes est à la discrétion du conseil d'administration même si la Société dispose de suffisamment de fonds, déduction faite des dettes, pour verser ces dividendes.

La Société peut ne pas déclarer ni verser un dividende si l'encaisse de la Société disponible pour distribution n'est pas suffisante ou si elle a des motifs raisonnables de croire i) que la Société ne peut, ou ne pourrait de ce fait, acquitter son passif à échéance; ou ii) que la valeur de réalisation de son actif serait, de ce fait, inférieure au total de son passif et du capital déclaré de ses actions en circulation. Aucune garantie ne peut être donnée quant au versement éventuel d'un dividende de la Société ni, le cas échéant, quant à la fréquence ou au montant de ce dividende.

Capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés

Les dirigeants et les autres employés clés de la Société jouent un rôle important dans le succès de celle-ci. La conduite des activités de la Société et l'exécution de la stratégie de croissance de celle-ci reposent essentiellement sur le travail d'équipe. Le rendement ainsi que la croissance future de la Société dépendent en grande partie des aptitudes, de l'expérience et des efforts des membres de l'équipe de la direction. La capacité de la Société à maintenir en poste les membres de l'équipe de la direction ou à attirer des remplaçants adéquats dans l'éventualité où des membres clés de l'équipe de la direction venaient à quitter la Société est tributaire de la nature concurrentielle du marché de l'emploi.

La perte des services de membres clés de l'équipe de direction ou une diminution de leur disponibilité pourrait avoir une incidence défavorable sur les perspectives d'avenir, sur la situation financière et sur les flux de trésorerie de la Société.

En outre, une telle perte pourrait être perçue de façon négative sur les marchés des capitaux. Aussi, le succès de la Société dépend largement de sa capacité continue à attirer, former et maintenir en poste des employés qualifiés afin de répondre à ses besoins du moment.

Litiges

Dans le cours normal de ses activités, la Société pourrait être partie à diverses poursuites judiciaires, notamment intentées pour faire valoir une réclamation en cas de blessures corporelles, de dommages matériels et de différends en matière d'impôts fonciers, de droits fonciers et de contrats. La Société constitue des provisions adéquates à l'égard des réclamations en cours ou en suspens. L'issue définitive des poursuites en cours, en suspens ou futures ne peut être prédite avec certitude et, par conséquent, il n'est pas certain qu'elle n'aura pas une incidence défavorable sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la Société au cours d'un trimestre ou d'un exercice donné.

Exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires

La Société est assujettie à différentes formes d'imposition dans divers territoires partout dans le monde, notamment l'impôt sur le revenu, la retenue d'impôt, l'impôt sur le capital, l'impôt foncier, les taxes de vente, les taxes sur les transferts et droits de mutation et les cotisations et charges sociales, qui peuvent être modifiés ou peuvent entraîner des désaccords avec les autorités fiscales concernant l'application de la législation fiscale. La législation fiscale et l'administration des impôts et taxes sont extrêmement complexes et exigent souvent de la Société qu'elle prenne des décisions subjectives. Le calcul des impôts et taxes comporte de nombreux facteurs, y compris l'interprétation de la législation fiscale dans divers territoires où la Société est ou pourrait devenir visée par des cotisations fiscales. L'estimation des actifs, des passifs, des recouvrements et des dépenses liés à l'impôt faite par la Société comporte d'importantes hypothèses, qui comprennent, notamment les taux d'imposition dans divers territoires, l'incidence des conventions fiscales entre les territoires et les projections relatives au revenu imposable. Dans la mesure où ces hypothèses diffèrent des résultats réels, la Société pourrait devoir inscrire des charges d'impôt et obligations fiscales supplémentaires, y compris des intérêts et des pénalités.

Dépendance envers diverses formes de CAÉ

L'énergie produite par la Société est en grande partie vendue aux termes de plusieurs conventions d'achat d'électricité à long terme et dans certains cas, des couvertures énergétiques et contrats de détail commerciaux ou industriels. Si, pour toute raison, l'un des acheteurs de l'énergie aux termes de ces CAÉ est incapable de respecter ses obligations contractuelles aux termes du CAÉ ou n'est pas prêt à le faire, ou s'il refuse d'accepter la livraison de l'énergie aux termes d'un CAÉ ou un instrument dérivé énergétique pertinent, les activités, les résultats d'exploitation, la situation financière ou les perspectives de la Société pourraient être touchés de manière défavorable. Si les projets en développement ne sont pas mis en service commercial dans les délais prescrits dans leurs CAÉ ou une couverture énergétique respectifs, la Société pourrait être tenue de payer une pénalité ou encore la contrepartie pourrait avoir le droit de mettre fin au CAÉ ou à la couverture énergétique concerné.

Caractère suffisant de la couverture d'assurances

Bien que la Société maintienne une couverture d'assurances qui, selon elle, serait maintenue par un propriétaire ou exploitant prudent d'installations ou de projets similaires, il est impossible de garantir que celle-ci continuera d'être offerte à des conditions acceptables sur le plan économique ni que sont assurables ou assurés tous les événements qui pourraient donner lieu à une perte ou à un sinistre éventuel, ni que les montants d'assurance seront suffisants pour couvrir chacune des pertes ou réclamations pouvant survenir relativement aux activités et aux actifs de la Société. Les couvertures d'assurances à souscrire relativement aux actifs d'un projet et aux installations peuvent être fixées par les accords de financement du projet et/ou les CAÉ. En outre, la Société peut entreprendre des travaux de construction ou réaliser des acquisitions alors qu'il pourrait être difficile d'obtenir de l'assurance, que la souscription d'une assurance n'est pas rentable ou que l'assurance est autrement insuffisante pour couvrir chacune des pertes ou réclamations pouvant survenir relativement aux nouveaux actifs ou aux nouvelles activités.

La notation de crédit peut ne pas refléter le rendement réel de la Société ou peut être abaissée

Les notes attribuées à la Société, aux actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A et aux actions privilégiées à taux fixe rachetables et à dividende cumulatif, série C (la « notation » ou « note ») constituent une évaluation, par les agences de notation, de la capacité de la Société de s'acquitter de ses obligations. La notation est fondée sur certaines hypothèses au sujet du rendement et de la structure du capital futur de la Société qui peuvent refléter ou non le rendement ou la structure du capital réel de la Société. Les changements à la notation à l'avenir peuvent avoir une incidence sur le cours ou la valeur et la liquidité des titres de la Société. Rien ne garantit qu'une notation demeurera en vigueur pendant une période donnée, ni que la note ne sera pas abaissée ou retirée entièrement par les agences de notation.

Fluctuations des produits provenant de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité

Étant donné que les prix de l'électricité achetée de certaines installations en exploitation fluctuent selon le cours du marché de l'électricité (y compris celui pour la centrale Miller Creek, qui se fonde sur une formule qui utilise le prix au comptant Platts Mid C pour l'électricité), les produits de ces centrales sur le marché de l'électricité ou aux termes du CAÉ applicable fluctueront. Sans limiter la portée générale de ce qui précède, pour la centrale Miller Creek, si l'indice Platts Mid C diminue par rapport à ses niveaux actuels, les produits et le BAIIA ajusté de la centrale Miller Creek seront touchés de façon négative. Une augmentation de la volatilité du prix au comptant Platts Mid C rendrait moins prévisibles les produits éventuels et le BAIIA ajusté de la centrale Miller Creek et pourrait avoir une incidence négative sur les résultats de la Société.

Conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte

Plusieurs des principaux actifs de la Société sont situés à l'étranger. Bien que les environnements d'exploitation dans ces territoires soient considérés comme favorables par rapport à ceux d'autres pays, il y a encore des risques économiques, sociaux et politiques liés à l'exploitation à l'étranger. Ces risques comprennent, notamment, le terrorisme, la prise d'otage, la guerre, des troubles civils ou la répression militaire, l'expropriation, le rapatriement ou la nationalisation sans compensation adéquate, des fluctuations extrêmes des taux de change, des taux élevés d'inflation et des conflits de travail, ou l'annulation ou la renégociation des concessions, licences, permis et contrats existants, la difficulté à faire valoir des jugements dans de tels territoires, les changements aux régimes fiscaux et de redevances, les changements aux régimes de réglementation environnementale, l'instabilité politique locale, juridique et économique, le népotisme, les subventions visant les industries en concurrence avec les nôtres, la difficulté à obtenir les principaux équipements et leurs composants, le contrôle des taux de changes et une législation défavorable du pays hôte.

L'incertitude économique, sociale et politique du pays hôte peut survenir à la suite d'un manque de soutien à nos activités dans les communautés locales à proximité de nos propriétés. Les changements dans les politiques en matière de ressources renouvelables, d'énergie ou d'investissement ou des changements dans les attitudes politiques peuvent également avoir une

incidence défavorable sur les activités de la Société. L'effet de ces facteurs ne peut être prévu avec exactitude. Bien que les effets de la concurrence augmentent la probabilité d'efficacité du marché et profiteront à nos propriétés, l'élimination des subventions relatives aux coûts de l'énergie peut accroître l'incapacité des consommateurs finaux à payer pour l'électricité et conduire à une opposition politique aux initiatives de privatisation et avoir une incidence défavorable sur nos propriétés et nos opérations.

Réclamations défavorables sur les titres de propriété

Bien que la Société ait pris des précautions raisonnables pour s'assurer que le titre légal de ses propriétés est correctement documenté, il ne peut y avoir aucune assurance de titre sur ses intérêts de propriété, ou qu'un tel titre sera garanti en définitive. Cependant, les résultats des enquêtes de la Société ne devraient pas être interprétés comme une garantie de titre. Aucune assurance ne peut être donnée que les gouvernements concernés ne révoqueront pas ou ne changeront pas sensiblement les conditions de l'exploration applicable et les autorisations minières, ni que cette exploration et ces autorisations minières ne seront pas remises en question ou contestées par des tiers. Les intérêts de propriété de la Société peuvent aussi être soumis aux ententes non enregistrées antérieures ou transferts ou autres revendications territoriales et le titre peut être touché par des défauts non détectés et des lois et règlements défavorables.

La Société ne peut garantir que les titres de ses propriétés ne seront pas contestés. L'assurance de titre n'est pas toujours disponible, ou disponible à des conditions acceptables, et la capacité de la Société de s'assurer qu'elle a obtenu des réclamations garanties sur des propriétés individuelles peut être sérieusement limitée. Une contestation fructueuse à une zone précise et à l'emplacement de ces réclamations pourrait donner lieu à l'incapacité de la Société d'exploiter sur ses propriétés comme permis ou à l'incapacité de faire respecter ses droits en ce qui concerne ses propriétés.

Responsabilités inconnues

Dans le cadre des acquisitions réalisées et futures de la Société, celle-ci a assumé des dettes et des risques. Même si la Société a procédé à un contrôle préalable, il peut y avoir des dettes ou des risques que la Société n'a pas découverts au cours du contrôle préalable ou était incapable de découvrir ou pour lesquels la Société n'a pas été indemnisée. Toutes ces dettes, individuellement ou dans l'ensemble, pourraient avoir une incidence défavorable importante sur la situation financière de la Société et ses résultats d'exploitation.

Dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger les droits et l'information confidentielle de la Société

Le succès de la Société et sa position concurrentielle dépendent en partie de nos méthodes exclusives et de notre propriété intellectuelle. Bien que la Société cherche à protéger ses droits de propriété par différents moyens, elle ne peut pas garantir que les mesures de protection qu'elle a prises sont adéquates afin de protéger ces droits.

La Société compte aussi sur des ententes de confidentialité avec certains salariés, consultants et autres tiers pour protéger, en partie, des secrets commerciaux et d'autres informations exclusives. Ces ententes pourraient être violées et la Société pourrait ne pas avoir de recours adéquats pour une telle violation. De plus, des tiers pourraient indépendamment développer des informations exclusives essentiellement équivalentes ou obtenir l'accès à des secrets commerciaux ou à des informations exclusives de la Société.

Risques d'atteinte à la réputation découlant de l'inconduite de représentants de la Société

Le succès de la Société peut être compromis par des événements touchant sa réputation. Dans certains cas, la Société peut subir les contrecoups ou être tenue responsable des actions de ses administrateurs, dirigeants ou employés et de tiers qui agissent pour la Société ou en son nom. Bien que cette dernière cherche à protéger sa réputation au moyen de ses politiques, procédures et contrôles internes, il existe un risque que des événements ou des actions de certains représentants de la Société puissent nuire à sa réputation. Des atteintes à la réputation de la Société pourraient nuire à ses relations avec divers intervenants, partenaires, gouvernements, employés, actionnaires et le grand public. Cette situation pourrait, entre autres, entraîner des occasions d'affaires perdues, des pertes de revenus, des litiges et réduire la capacité de la Société à mobiliser des capitaux supplémentaires. Les atteintes à la réputation pourraient également réduire la capacité de la Société d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les dirigeants et les employés clés, réduire l'acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable et influencer sur le soutien gouvernemental visant à accroître la production d'électricité par les producteurs indépendants d'électricité.

10- INFORMATION PROSPECTIVE

En vue d'informer les lecteurs sur les perspectives d'avenir de la Société, le présent rapport de gestion contient de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières (l'« information prospective »), notamment des énoncés relatifs à la performance financière prévue de la Société, à la production d'énergie, à ses projets potentiels, à la réussite du développement, de la construction et du financement des projets (y compris le financement par des investisseurs participant au partage fiscal) des projets en cours de construction et des projets potentiels à un stade avancé, aux sources et conséquences du financement, aux acquisitions de projets, à la réalisation du financement d'un projet au moyen d'un emprunt sans recours (notamment l'échéancier et la somme qui s'y rapportent), aux avantages stratégiques, opérationnels et financiers et à la croissance devant découler de ces acquisitions, à sa stratégie commerciale, à ses perspectives de développement et de croissance futurs (notamment les occasions de croissance prévues dans le cadre de l'alliance stratégique avec Hydro-Québec), à son intégration d'entreprises, à sa gouvernance, à ses perspectives commerciales, à ses objectifs, à ses plans et à ses priorités stratégiques, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Celle-ci se reconnaît généralement à l'emploi de termes tels que « environ », « approximativement », « peut », « fera », « pourrait », « croit », « prévoit », « a l'intention de », « devrait », « planifie », « potentiel », « projeter », « anticipe », « estime », « prévisions » ou d'autres termes semblables indiquant que certains événements pourraient se produire ou pas. Cette information prospective exprime les prévisions et attentes de la Société à l'égard d'événements ou de résultats futurs, en date du présent rapport de gestion.

Information financière future : L'information prospective comprend l'information prospective financière ou les perspectives financières, au sens des lois sur les valeurs mobilières, notamment les renseignements concernant la production, les coûts de projets estimés, les produits prévus, le BAIIA ajusté prévu et le BAIIA ajusté proportionnel prévu de la Société, les flux de trésorerie disponibles prévus, les flux de trésorerie disponibles par action prévus et l'intention de payer un dividende trimestriel, l'estimation de la taille, des coûts et du calendrier des projets, y compris l'obtention des permis, le début des travaux de construction, les travaux réalisés et le début de la mise en service commerciale des projets en développement ou des projets potentiels, l'intention de la Société de soumettre des projets aux termes d'appels d'offres, l'admissibilité des projets américains aux CIP ou aux CII, de même que d'autres énoncés qui ne sont pas des faits historiques. Ces renseignements visent à informer les lecteurs de l'impact financier potentiel des résultats escomptés, de l'éventuelle mise en service des projets en développement, de l'incidence financière potentielle des acquisitions réalisées et futures, de la capacité de la Société à maintenir les dividendes actuels et à les augmenter et à financer sa croissance. Cette information peut ne pas être appropriée à d'autres fins.

Hypothèses : L'information prospective est fondée sur certaines hypothèses principales formulées par la Société, à propos notamment, sans s'y limiter, des régimes hydrologiques, éoliens et solaires, de la performance de ses installations en exploitation, de rendement des projets, de la conjoncture économique et financière, des conditions du marché des capitaux, de la réussite de la Société à développer et à construire de nouvelles installations, des attentes et des hypothèses concernant la disponibilité de ressources en capital et l'exécution par les tiers de leurs obligations contractuelles en temps opportun et de l'obtention des approbations réglementaires.

Risques et incertitudes : L'information prospective comporte des risques et incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats et le rendement réels de la Société diffèrent considérablement des résultats et du rendement exprimés, présentés ou sous-entendus dans l'information prospective. Ces risques et incertitudes sont expliqués sous la rubrique « Risques et incertitudes » du rapport annuel et comprennent, sans s'y limiter : les variations des régimes hydrologiques, éoliens et solaires; les retards et dépassements de coûts dans la conception et construction de projets; les risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement; la défaillance d'équipement ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues; la variabilité du rendement des installations et les pénalités connexes; le défaut d'exécution des principales contreparties; l'approvisionnement en équipement; les risques réglementaires et politiques; l'augmentation des redevances d'utilisation d'énergie hydraulique ou des modifications de la réglementation régissant l'utilisation de l'eau; la disponibilité et la fiabilité des systèmes de transmission; l'évaluation des ressources hydroélectriques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe; les changements climatiques à l'échelle mondiale; les catastrophes naturelles et les cas de force majeure; les pandémies, épidémies ou autres urgences de santé publique; la cybersécurité; la dépendance envers des infrastructures de transport d'électricité et d'interconnexion partagées; la capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires; la capacité de lever des capitaux supplémentaires et l'état du marché des capitaux; la capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants; les fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité; les incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations; l'obtention de permis; le défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures; l'intégration des acquisitions réalisées et futures; les changements du soutien gouvernemental pour accroître la production d'électricité à partir de sources renouvelables par des producteurs d'électricité indépendants; l'acceptabilité sociale des projets d'énergie renouvelable; les relations avec les parties prenantes; la capacité à obtenir les terrains appropriés; les risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers; les risques de liquidité associés aux instruments financiers dérivés; les fluctuations des taux d'intérêt et le risque lié au refinancement; l'effet de levier financier et les clauses restrictives afférentes aux dettes actuelles et futures; les changements

dans la conjoncture économique générale; les fluctuations des taux de change; les risques liés aux crédits d'impôt sur la production et à l'investissement américains, aux modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et à la disponibilité des financements de partage fiscal; la possibilité que la Société ne puisse pas déclarer ou payer un dividende; la capacité d'attirer de nouveaux talents ou de retenir les membres de la haute direction et les employés clés; les litiges; l'exposition à différentes formes d'imposition dans divers territoires; la dépendance envers diverses formes de CAÉ; le caractère suffisant de la couverture d'assurances; la notation de crédit qui ne reflète pas le rendement réel de la Société ou un abaissement de la notation de crédit; les fluctuations des produits provenant de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité; les conditions économiques, politiques et sociales du pays hôte; les réclamations défavorables sur les titres de propriété; les responsabilités inconnues; la dépendance à l'égard de la propriété intellectuelle et des ententes de confidentialité pour protéger les droits et l'information confidentielle de la Société; et les risques d'atteinte à la réputation découlant de l'inconduite de représentants de la Société.

Bien que la Société soit d'avis que les attentes exprimées dans l'information prospective sont fondées sur des hypothèses raisonnables dans les circonstances, les lecteurs sont mis en garde de ne pas se fier indûment à cette information prospective, car il n'existe aucune garantie qu'elle s'avère correcte. L'information prospective est présentée à la date du présent rapport de gestion et la Société ne s'engage nullement à mettre à jour ni à réviser l'information prospective pour tenir compte d'événements ou de circonstances postérieurs à la date du présent rapport de gestion ou par suite d'événements imprévus, à moins que la Loi ne l'exige.

Information prospective dans le présent rapport de gestion

Le tableau ci-dessous présente certaines informations prospectives contenues dans le présent rapport de gestion que la Société juge importantes pour mieux renseigner les lecteurs au sujet de ses résultats financiers potentiels, ainsi que les principales hypothèses dont découlent ces informations et les principaux risques et les principales incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent considérablement de ces informations.

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>Production prévue</p> <p>Pour chaque installation, la Société détermine une production moyenne à long terme d'électricité, sur une base annuelle, pendant la durée de vie prévue de l'installation (« PMLT »). Elle se fonde sur des études d'ingénieurs qui prennent en considération plusieurs facteurs importants : dans le secteur de l'hydroélectricité, les débits observés historiquement sur le cours d'eau, la hauteur de chute, la technologie employée et les débits réservés esthétiques et écologiques; dans le secteur de l'énergie éolienne, les régimes de vent et les conditions météorologiques passées et la technologie des turbines, et pour l'énergie solaire, l'irradiation historique, la technologie des panneaux et la dégradation prévue des panneaux solaires. D'autres facteurs sont pris en compte, notamment la topographie des sites, la puissance installée, les pertes d'énergie, les caractéristiques opérationnelles et l'entretien. Bien que la production fluctue d'une année à l'autre, elle devrait être proche de la PMLT estimée sur une période prolongée.</p> <p>La Société estime la PMLT consolidée en additionnant la PMLT prévue de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. Cette consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Évaluation inadéquate des ressources hydrauliques, éoliennes et solaires et de la production d'électricité connexe</p> <p>Variations des régimes hydrologiques et éoliens, ainsi que de l'irradiation</p> <p>Risque d'approvisionnement en matériel, y compris la défaillance ou les activités d'exploitation et d'entretien imprévues</p> <p>Catastrophes naturelles et cas de force majeure</p> <p>Risques politiques et réglementaires affectant la production</p> <p>Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement affectant la production</p> <p>Variabilité du rendement des installations et pénalités connexes</p> <p>Disponibilité et fiabilité des systèmes de transport d'électricité</p> <p>Litiges</p>
<p>Produits prévus</p> <p>Pour chaque installation, les produits annuels prévus sont calculés en multipliant la PMLT par un prix de l'électricité stipulé dans le CAÉ conclu avec une société de services publics ou une autre contrepartie solvable. Dans la plupart des cas, ces contrats définissent un prix de base pour l'électricité produite et, dans certains cas, un ajustement du prix qui dépend du mois, du jour et de l'heure de livraison. Cela exclut les installations qui reçoivent les produits selon le cours du marché (ou le prix au comptant) de l'électricité, y compris les parcs éoliens Foard City, Shannon et Flat Top, les parcs solaires Phoebe et Salvador et la centrale hydroélectrique Miller Creek, qui reçoit un prix établi à partir d'une formule basée sur les indices de prix Platts Mid-C, et de la centrale hydroélectrique Horseshoe Bend, pour laquelle 85 % du prix est fixe et 15 % est ajusté annuellement en fonction des tarifs déterminés par l'Idaho Public Utility Commission. Dans la plupart des cas, les CAÉ prévoient également un ajustement annuel en fonction de l'inflation fondé sur une partie de l'Indice des prix à la consommation.</p> <p>Sur une base consolidée, la Société estime les produits annuels en additionnant les produits prévus de toutes les installations en exploitation dont elle consolide les résultats. La consolidation exclut toutefois les installations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue »</p> <p>Dépendance envers les CAÉ</p> <p>Fluctuations des produits de certaines installations en raison du cours du marché (ou du prix au comptant) de l'électricité</p> <p>Fluctuations affectant les prix éventuels de l'électricité</p> <p>Changements dans la conjoncture économique générale</p> <p>Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants</p>

Principales hypothèses	Principaux risques et principales incertitudes
<p>BAIIA ajusté prévu</p> <p>Pour chaque installation, la Société estime le résultat d'exploitation annuel en ajoutant au (déduisant du) bénéfice net (perte nette) la charge (le recouvrement) d'impôt, les charges financières, les amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles, le montant net des autres produits, la quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées et la variation de la juste valeur des instruments financiers.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue » et « Produits prévus »</p> <p>Charges d'entretien imprévues</p>
<p>BAIIA ajusté proportionnel prévu</p> <p>Sur une base consolidée, la Société estime le BAIIA ajusté proportionnel annuel en ajoutant au BAIIA ajusté prévu la quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex, les autres produits liés aux CIP et la quote-part du montant net des autres produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation d'Innergex liée aux CIP.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAIIA ajusté prévu ».</p>
<p>Flux de trésorerie disponibles prévus, flux de trésorerie disponibles par action prévus et intention de payer un dividende trimestriel</p> <p>La Société estime les flux de trésorerie disponibles prévus comme étant les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation avant la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation, moins les dépenses en immobilisations liées à l'entretien estimées déduction faite des produits de cession, le remboursement prévu du capital de la dette, les dividendes déclarés sur les actions privilégiées et la portion des flux de trésorerie disponibles attribuée aux participations ne donnant pas le contrôle, plus ou moins d'autres éléments qui ne sont pas représentatifs de la capacité de génération de trésorerie à long terme de la Société, tels que les coûts de transaction liés à des acquisitions réalisées (qui sont financées au moment de l'acquisition) et les pertes ou profits réalisés sur instruments financiers dérivés utilisés pour couvrir les taux d'intérêt sur les dettes liées aux projets ou le taux de change sur les achats d'équipement. La Société évalue le dividende annuel qu'elle entend distribuer en fonction des résultats d'exploitation de la Société, des flux de trésorerie, des conditions financières, des clauses restrictives de la dette, des perspectives de croissance à long terme, de la solvabilité, des tests imposés en vertu du droit des sociétés pour la déclaration de dividendes et autres facteurs pertinents.</p>	<p>Se reporter aux principales hypothèses, principaux risques et principales incertitudes mentionnés sous « Production prévue », « Produits prévus » et « BAIIA ajusté prévu ».</p> <p>Possibilité que la Société ne puisse pas déclarer ou payer un dividende</p>

Principales hypothèses

Principaux risques et principales incertitudes

Coûts de projets estimés, obtention prévue des permis, début des travaux de construction, travaux réalisés et début de la mise en service des projets en développement ou des projets potentiels

La Société peut faire (dans la mesure du possible) une estimation de la puissance installée potentielle, de la capacité de stockage estimée, des coûts estimés, des modalités de financement et du calendrier de développement et de construction pour chaque projet en développement ou projet potentiel fondée sur sa grande expérience en tant que promoteur, en plus d'information sur les coûts internes différentiels ayant un lien direct avec le projet, les coûts d'acquisition de sites et les coûts de financement, lesquels sont éventuellement ajustés pour tenir compte des prévisions de coûts et du calendrier de construction fournis par l'entrepreneur en ingénierie, approvisionnement et construction (IAC) dont les services ont été retenus pour le projet.

La Société fournit des indications tenant compte d'estimations sur sa position stratégique et sa position concurrentielle actuelles, ainsi que sur les calendriers de réalisation et les progrès de la construction de ses projets en développement et de ses projets potentiels, que la Société évalue compte tenu de son expérience en tant que promoteur.

Incertitudes au sujet du développement de nouvelles installations
 Exécution par les principales contreparties, par exemple les fournisseurs ou entrepreneurs
 Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets
 Capacité à obtenir les terrains appropriés
 Obtention des permis
 Risques liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement
 Capacité d'obtenir de nouveaux CAÉ ou de renouveler les CAÉ existants
 Inflation plus élevée que prévue
 Approvisionnement en matériel
 Fluctuations des taux d'intérêt et risque lié au financement
 Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement de partage fiscal
 Risques d'ordre réglementaire et politique
 Catastrophe naturelle et cas de force majeure
 Relations avec les parties prenantes
 Risques liés à la croissance et au développement des marchés étrangers
 Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable
 Capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires
 Défaut d'obtenir les avantages prévus des acquisitions réalisées et futures
 Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants
 Mesures restrictives liées à la COVID-19

Intention de répondre à des appels d'offres

La Société fournit des indications au sujet de son intention de soumettre des offres aux termes d'appels d'offres, compte tenu de l'état de préparation de certains de ses Projets potentiels et de leur compatibilité avec les modalités de ces appels d'offres.

Risques réglementaires et politiques
 Capacité de la Société de mettre en œuvre sa stratégie visant à créer de la valeur pour ses actionnaires
 Capacité de conclure de nouveaux CAÉ
 Changements du soutien gouvernemental à l'accroissement de la production d'électricité de sources renouvelables par des producteurs indépendants
 Acceptation sociale des projets d'énergie renouvelable
 Relations avec les parties prenantes

Admissibilité aux CIP et aux crédits d'impôt à l'investissement (« CII ») et point de basculement attendu de la participation au partage fiscal

Pour certains projets en développement aux États-Unis, la Société a effectué des activités sur place et hors site dans le but de les rendre admissibles pour la pleine valeur des CIP ou des CII et ainsi d'obtenir des participations au partage fiscal. Pour évaluer l'admissibilité potentielle d'un projet, la Société tient compte des travaux de construction réalisés et du moment où ils ont été réalisés. Le point de basculement attendu pour les participations au partage fiscal est déterminé en fonction des PMLT et des produits de chaque projet et est assujéti en outre aux risques connexes mentionnés ci-dessus.

Risques liés aux CIP ou CII américains, modifications des taux d'imposition des sociétés américaines et disponibilité du financement de partage fiscal
 Risques réglementaires et politiques
 Retards et dépassements de coûts dans la conception et la construction des projets
 Obtention des permis

Responsabilité de l'information financière

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion d'Innergex énergie renouvelable inc. (la « Société ») ainsi que toute l'information contenue dans les présentes au sujet de la Société sont la responsabilité de la direction.

Ces états financiers consolidés ont été préparés par la direction conformément aux **Normes internationales d'information financière (les « IFRS »)** au moyen des méthodes comptables détaillées présentées dans les notes annexes. La direction est d'avis que les états financiers consolidés ont été préparés sur la base de critères acceptables à l'aide d'estimations justifiables et raisonnables. L'information financière de la Société, présentée ailleurs dans le rapport annuel, est conforme à celle fournie dans les états financiers consolidés.

La direction maintient des systèmes de contrôles internes efficaces et de qualité supérieure pour la comptabilité et la gestion, tout en s'assurant que les coûts sont raisonnables. Ces systèmes lui donnent l'assurance que l'information financière est pertinente, précise et fiable et que les actifs de la Société sont correctement comptabilisés et bien protégés.

Il incombe au conseil d'administration de la Société de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de la présentation de l'information financière. De plus, le conseil d'administration assume l'ultime responsabilité d'examiner et d'approuver les états financiers consolidés de la Société. Le conseil d'administration s'acquitte de cette responsabilité par l'intermédiaire de son comité d'audit.

Le comité d'audit est nommé par le conseil d'administration, et tous ses membres sont des administrateurs externes non liés.

Le comité d'audit se réunit avec la direction, ainsi qu'avec l'auditeur indépendant, afin de discuter du contrôle interne à l'égard de l'information financière, de l'audit de l'information financière et d'autres sujets relatifs à l'information financière, ainsi que pour s'assurer que chaque partie s'acquitte convenablement de ses responsabilités. De plus, le comité d'audit examine le rapport annuel, les états financiers consolidés et le rapport des auditeurs indépendants. Le comité d'audit soumet ses constatations à l'examen du conseil d'administration aux fins de l'approbation des états financiers consolidés avant leur diffusion auprès des actionnaires. Le comité d'audit étudie également la question de retenir les services d'un auditeur indépendant, ou de reconduire le mandat de celui-ci, qui est soumise à l'examen du conseil d'administration et à l'approbation des actionnaires.

Ces états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration de la Société. Les états financiers consolidés de la Société ont été audités par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., l'auditeur indépendant, conformément aux **normes d'audit généralement reconnues du Canada**, pour le compte des actionnaires. KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. a un accès complet et sans restriction au comité d'audit.

[s] Michel Letellier
Michel Letellier, MBA
Président et chef de la direction

[s] Jean-François Neault
Jean-François Neault, CPA, CMA, MBA
Chef de la direction financière

Innergex énergie renouvelable inc.

Longueuil, Canada, le 25 février 2021



KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.
600 Boul. de Maisonneuve Ouest
Bureau 1500, Tour KPMG
Montréal (Québec) H3A 0A3
Tél. : 514-840-2100
Télééc. : 514-840-2187
www.kpmg.ca

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

Aux actionnaires d'Innergex énergie renouvelable inc.

Opinion

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés d'Innergex énergie renouvelable inc. (« l'entité »), qui comprennent :

- les états consolidés de la situation financière au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019;
- les comptes consolidés de résultat pour les exercices clos à ces dates;
- les états consolidés du résultat global pour les exercices clos à ces dates;
- les états consolidés des variations des capitaux propres pour les exercices clos à ces dates;
- les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates;
- ainsi que les notes annexes, y compris le résumé des principales méthodes comptables;

(ci-après, les « états financiers »).

À notre avis, les états financiers ci-joints donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de l'entité au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019, ainsi que de sa performance financière consolidée et de ses flux de trésorerie consolidés pour les exercices clos à ces dates, conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS).

Fondement de l'opinion

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada. Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont plus amplement décrites dans la section « **Responsabilités des auditeurs à l'égard de l'audit des états financiers** » de notre rapport des auditeurs.

Nous sommes indépendants de l'entité conformément aux règles de déontologie qui s'appliquent à notre audit des états financiers au Canada et nous nous sommes acquittés des autres responsabilités déontologiques qui nous incombent selon ces règles.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Questions clés de l'audit

Les questions clés de l'audit sont les questions qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importantes dans l'audit des états financiers de l'exercice clos le 31 décembre 2020. Ces questions ont été traitées dans le contexte de notre audit des états financiers pris dans leur ensemble et aux fins de la formation de notre opinion sur ceux-ci, et nous n'exprimons pas une opinion distincte sur ces questions.

Nous avons déterminé que les questions décrites ci-après constituent les questions clés de l'audit qui doivent être communiquées dans notre rapport des auditeurs.



Évaluation des justes valeurs à la date d'acquisition des immobilisations incorporelles et corporelles liées aux acquisitions d'entreprises

Description de la question

Nous attirons l'attention sur les notes 2, 3 et 4 des états financiers. Le 14 mai 2020, l'entité a acquis PV Salvador SpA (« Salvador »), un parc solaire photovoltaïque situé au Chili, pour une contrepartie en trésorerie totale de 92 953 \$. Le 15 juillet 2020, l'entité a acquis Mountain Air Alternatives LLC (« Mountain Air »), qui détient un portefeuille de six parcs éoliens en exploitation dans le comté d'Elmore, en Idaho, aux États-Unis, pour une contrepartie en trésorerie totale de 77 272 \$. Dans le cadre de ces transactions, l'entité a comptabilisé des immobilisations incorporelles de 4 676 \$ et de 282 125 \$, respectivement, et des immobilisations corporelles de 61 022 \$ et de 22 614 \$, respectivement.

La juste valeur des immobilisations incorporelles de Mountain Air, qui sont composées d'un contrat d'achat d'électricité, a été calculée par l'entité selon une approche par le résultat, soit la méthode des pertes de profit (ou « avec ou sans »). La juste valeur des immobilisations incorporelles de Salvador, qui sont composées des licences et des permis d'exploitation et des immobilisations corporelles, a été calculée par l'entité au moyen d'un modèle d'actualisation des flux de trésorerie.

L'entité formule un certain nombre d'hypothèses pour déterminer les justes valeurs à la date d'acquisition des immobilisations incorporelles et corporelles, notamment des hypothèses sur :

- les flux de trésorerie futurs, ces derniers pouvant être influencés par un certain nombre d'hypothèses telles que la production d'électricité et les prix de vente;
- les taux d'actualisation.

Raisons pour lesquelles il s'agit d'une question clé de l'audit

Nous avons déterminé que l'évaluation des justes valeurs à la date d'acquisition des immobilisations incorporelles et corporelles liées aux acquisitions d'entreprises constituait une question clé de l'audit. Cette question concerne un aspect considéré comme présentant des risques importants d'anomalies significatives en raison de l'ampleur des immobilisations incorporelles et corporelles. En outre, la détermination de la juste valeur des immobilisations incorporelles et corporelles comportait un degré élevé d'incertitude relative aux estimations puisque le modèle d'actualisation des flux de trésorerie comportait des hypothèses prospectives importantes qui pourraient être influencées par les conditions économiques et de marché futures. De plus, des jugements importants de la part de l'auditeur et des compétences et connaissances spécialisées ont été nécessaires à l'évaluation des résultats de nos procédures d'audit en raison de la sensibilité de la détermination de la juste valeur des immobilisations incorporelles et corporelles par l'entité à des changements mineurs dans certaines hypothèses importantes.

Façon dont la question a été traitée dans le cadre de l'audit

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question clé de l'audit.

Nous avons évalué le caractère approprié des hypothèses importantes liées aux flux de trésorerie futurs utilisées par l'entité dans ses méthodes d'évaluation en :

- comparant l'hypothèse relative à la production d'électricité future estimée à la production d'électricité historique. Nous avons tenu compte des changements dans les situations ou les événements touchant la valeur des immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles pour apprécier les ajustements apportés par l'entité pour en arriver à la production d'électricité future;
- comparant l'hypothèse relative aux prix de vente futurs aux contrats d'achat d'électricité à long terme et aux prévisions propres aux régions.

Nous avons demandé à des professionnels en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ces professionnels nous ont aidés à :

- évaluer le caractère approprié des taux d'actualisation en comparant les données relatives au taux d'actualisation aux données de marché publiées pour des entités comparables;
- évaluer le caractère approprié des modèles d'évaluation utilisés par l'entité pour calculer la juste valeur des immobilisations incorporelles et corporelles en sur la base des connaissances des professionnels en évaluation.



Évaluation des justes valeurs des instruments financiers dérivés liés aux couvertures du prix de l'électricité et aux couvertures de base de niveau 3

Description de la question

Nous attirons l'attention sur les notes 2, 3, 10 et 28 des états financiers. La juste valeur des instruments financiers dérivés liés aux couvertures du prix de l'électricité et aux couvertures de base de niveau 3 se chiffre à 54 082 \$. La juste valeur des couvertures du prix de l'électricité et des couvertures de base de niveau 3 est évaluée par l'entité au moyen d'un modèle d'actualisation des flux de trésorerie. Ce calcul de la juste valeur donne lieu à une incertitude de mesure, car les courbes de prix de l'électricité sont établies par l'entité selon diverses méthodes et hypothèses qui tiennent compte de certaines données observables et non observables, notamment :

- les prix à terme de l'électricité observables;
- en ce qui concerne les prix à terme de l'électricité qui ne sont pas observables pendant toute la durée du contrat : les prix extrapolés sur la base du taux de croissance observable des prix à terme du gaz naturel NYMEX;
- En ce qui concerne les prix à terme de l'électricité non observables :
 - les prix à terme observables à un autre emplacement, ajustés en fonction des écarts historiques;
 - les prévisions des prix de l'électricité futurs établies à partir des prix historiques du marché après ajustements pour tenir compte de certains facteurs de marché non observables comme l'offre, la demande, les volumes de congestion ainsi que les modèles économétriques.

En outre, pour déterminer la juste valeur de certains instruments financiers dérivés liés aux couvertures du prix de l'électricité et aux couvertures de base de niveau 3 pour lesquels le volume notionnel n'est pas fixé contractuellement, le volume estimé de l'entité est établi au moyen de diverses hypothèses telles que la demande prévue et le volume d'électricité dont on prévoit l'attribution au terme d'enchères de marché.

Raisons pour lesquelles il s'agit d'une question clé de l'audit

Nous avons déterminé que l'évaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés liés aux couvertures du prix de l'électricité et aux couvertures de base de niveau 3 constituait une question clé de l'audit. Cette question concerne un aspect considéré comme présentant des risques importants d'anomalies significatives en raison du degré élevé d'incertitude relative aux estimations dans la détermination de la juste valeur des instruments financiers dérivés liés aux couvertures du prix de l'électricité et aux couvertures de base de niveau 3, parce que les méthodes d'évaluation comportaient des hypothèses importantes pour lesquelles il y avait peu d'informations observables du marché. En outre, des jugements importants de la part de l'auditeur ont été nécessaires à l'évaluation des résultats de nos procédures d'audit en raison de la sensibilité de la juste valeur calculée à des changements mineurs dans certaines hypothèses importantes. De plus, nous avons dû demander à des professionnels possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission pour évaluer le caractère approprié des méthodes d'évaluation de l'entité.

Façon dont la question a été traitée dans le cadre de l'audit

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question clé de l'audit :

- nous avons évalué les données observables et non observables utilisées par l'entité dans ses méthodes d'évaluation pour déterminer la juste valeur des instruments financiers dérivés liés aux couvertures du prix de l'électricité et aux couvertures de base de niveau 3 en les comparant à des données de marché ou de tiers, telles que les prix à terme de l'électricité publiés pour des matières premières similaires et les prévisions de tiers sur les prix futurs de l'électricité;
- nous avons évalué les méthodes et les hypothèses utilisées par l'entité pour ajuster certaines données observables en les comparant aux écarts historiques;

- en ce qui concerne les instruments financiers dérivés liés aux couvertures du prix de l'électricité et aux couvertures de base de niveau 3 pour lesquels le volume nominal n'est pas déterminé contractuellement, nous avons évalué le caractère approprié des hypothèses importantes utilisées par l'entité dans ses méthodes d'évaluation en comparant le volume d'électricité futur estimé dont on prévoit l'attribution aux données historiques d'attribution;
- nous avons tenu compte des changements dans les situations ou les événements pour apprécier les ajustements apportés par l'entité pour en arriver au volume d'électricité futur qui devrait être attribué, ou l'absence de tels ajustements;
- nous avons demandé à des spécialistes possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ces professionnels ont élaboré un modèle d'évaluation indépendant de flux de trésorerie actualisés sur la base de leurs connaissances en utilisant les hypothèses importantes et les données d'entrée sous-jacentes de l'entité. Nous avons comparé les résultats du calcul indépendant de la juste valeur préparés par les professionnels en évaluation avec les montants comptabilisés par l'entité pour les instruments financiers dérivés liés aux couvertures du prix de l'électricité et aux couvertures de base de niveau 3 afin d'évaluer le caractère approprié du modèle d'actualisation des flux de trésorerie de l'entité.

Appréciation de la comptabilisation et de l'évaluation du financement par participation au partage fiscal

Description de la question

Nous attirons l'attention sur les notes 2, 3, 7, 8, 9 et 21 des états financiers. L'entité a comptabilisé un montant de 315 958 \$ de financement de partage fiscal présenté comme des prêts et emprunts à long terme relativement à certains projets aux États-Unis régis par des structures de participation fiscale pour financer la construction de projets solaires et éoliens.

Lorsqu'un partenariat de partage fiscal est constitué, l'entité exerce son jugement pour déterminer si elle conserve le contrôle de l'entité et pour évaluer le classement approprié de l'apport de l'investisseur participant au partage fiscal, qui présente généralement les caractéristiques d'un passif puisque les arrangements sont faits de sorte que l'apport est remboursé au fil du temps jusqu'à ce que l'investisseur participant au partage fiscal ait atteint un taux de rendement convenu. Un jugement doit également être exercé par l'entité pour évaluer la nature de la participation de l'investisseur participant au partage fiscal après que celui-ci a atteint le taux de rendement convenu : une telle participation présente généralement les caractéristiques des capitaux propres, puisque l'investisseur participant au partage fiscal conserve le droit à une partie des rendements variables du partenariat et partage une participation résiduelle dans les actifs nets du partenariat.

Les investisseurs participant au partage fiscal exigent généralement une attribution précise des distributions en trésorerie et des attributs fiscaux du projet tels que les crédits d'impôt sur la production, les crédits d'impôt à l'investissement et le bénéfice ou la perte imposable, y compris l'amortissement fiscal accéléré. Des estimations sont formulées par l'entité lors de la détermination du montant et de l'attribution des distributions en trésorerie et des attributs fiscaux aux investisseurs participant au partage fiscal, et elles peuvent être influencées par un certain nombre d'hypothèses, notamment la production d'électricité, les prix de vente et les montants d'impôt.

Raisons pour lesquelles il s'agit d'une question clé de l'audit

Nous avons déterminé que l'appréciation de la comptabilisation et de l'évaluation du financement de partage fiscal constitue une question clé de l'audit. Cette question concerne un aspect considéré comme présentant des risques importants d'anomalies significatives en raison du degré élevé d'incertitude relative à la détermination de l'évaluation des passifs au titre du financement de partage fiscal. De plus, des jugements importants de la part de l'auditeur et des compétences et connaissances spécialisées ont été nécessaires à l'évaluation des résultats de nos procédures d'audit relatives aux jugements et aux hypothèses importantes de l'entité.



Façon dont la question a été traitée dans le cadre de l'audit

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question clé de l'audit :

- nous avons lu les ententes relatives aux investissements réalisés au cours de l'exercice considéré dans des projets d'énergie renouvelable aux États-Unis avec des investisseurs participant au partage fiscal;
- nous avons évalué le caractère approprié de l'identification et de l'évaluation des modalités contractuelles par l'entité dans son appréciation de la comptabilisation des apports des investisseurs;
- nous avons analysé les modèles d'évaluation des passifs au titre du financement de partage fiscal utilisés par l'entité pour évaluer que la méthodologie utilisée était cohérente avec les dispositions contractuelles d'attribution des ententes;
- nous avons évalué le caractère approprié des hypothèses importantes relatives aux flux futurs des modèles de l'entité en :
 - comparant l'hypothèse relative à la production d'électricité future estimée à la production d'électricité historique. Nous avons tenu compte des changements dans les situations ou les événements touchant les projets faisant l'objet d'un financement par participation au partage fiscal pour apprécier les ajustements apportés par l'entité pour en arriver à la production d'électricité future, ou l'absence de tels ajustements;
 - comparant l'hypothèse relative aux prix de vente futurs aux contrats d'achat d'électricité à long terme et aux prévisions propres aux régions.
- nous avons demandé à des professionnels en fiscalité possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ces professionnels nous ont aidés à évaluer le caractère approprié des montants attendus et du calendrier des crédits d'impôt et autres attributs fiscaux de l'entité dans les modèles en évaluant le résultat estimé de l'entité selon les lois fiscales applicables.

Évaluation de l'analyse de la dépréciation des actifs non financiers liés à des installations exposées au risque de prix du marché

Description de la question

Nous attirons l'attention sur les notes 2 et 3 des états financiers. Les immobilisations corporelles de l'entité se chiffrent à 5 053 125 \$, les immobilisations incorporelles, à 919 323 \$ et les participations dans des coentreprises et des entreprises associées, à 446 837 \$. Ces actifs non financiers sont en partie liés à des installations qui sont exposées au risque de prix du marché.

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, l'entité examine la valeur comptable de ses actifs non financiers, à l'exception du goodwill, afin de déterminer s'il y a une indication de dépréciation. Si une telle indication existe, la valeur recouvrable de l'actif est estimée. Si la valeur recouvrable d'un actif ou d'une unité génératrice de trésorerie (« UGT ») est inférieure à sa valeur comptable, la valeur comptable est ramenée à sa valeur recouvrable. Une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net.

La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Dans le cadre de l'évaluation de la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimatifs sont actualisés par l'entité au moyen d'un taux d'actualisation qui reflète l'appréciation courante du marché de la valeur temps de l'argent et des risques propres aux actifs ou à l'UGT. Les flux de trésorerie futurs peuvent être influencés par un certain nombre d'hypothèses comme celles portant notamment sur les prix de vente.

Raisons pour lesquelles il s'agit d'une question clé de l'audit

Nous avons déterminé que l'évaluation de l'analyse de la dépréciation des actifs non financiers liés à des installations exposées au risque de prix du marché constitue une question clé de l'audit. Cette question concerne un aspect considéré comme présentant des risques importants d'anomalies significatives en raison de l'ampleur des actifs non financiers liés à des installations exposées au risque de prix du marché et du degré élevé d'incertitude relative aux estimations dans la détermination de la valeur recouvrable de ces actifs non financiers. De plus, des jugements importants de la part de l'auditeur et des compétences et connaissances spécialisées ont été nécessaires à l'évaluation des résultats de nos procédures d'audit en raison de la sensibilité de la détermination de la valeur recouvrable par l'entité à des changements mineurs dans les hypothèses importantes.



Façon dont la question a été traitée dans le cadre de l'audit

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question clé de l'audit.

Nous avons évalué le caractère approprié des hypothèses de l'entité relatives aux prix de vente futurs en les comparant aux prévisions propres aux régions.

Nous avons demandé à des professionnels en évaluation possédant des compétences et des connaissances spécialisées de participer à la mission. Ces professionnels nous ont aidés à évaluer le caractère approprié des hypothèses de l'entité relatives au taux d'actualisation en comparant les données relatives au taux d'actualisation aux données de marché publiées pour des entités comparables.

Autres informations

La responsabilité des autres informations incombe à la direction. Les autres informations se composent :

- des informations contenues dans le rapport de gestion de 2020 déposé auprès des commissions des valeurs mobilières canadiennes compétentes;
- des informations contenues dans le document « Rapport annuel 2020 », autres que les états financiers et le rapport des auditeurs sur ces états.

Notre opinion sur les états financiers ne s'étend pas aux autres informations et nous n'exprimons et n'exprimerons aucune forme d'assurance que ce soit sur ces informations.

En ce qui concerne notre audit des états financiers, notre responsabilité consiste à lire les autres informations désignées ci-dessus et, ce faisant, à apprécier s'il existe une incohérence significative entre celles-ci et les états financiers ou la connaissance que nous avons acquise au cours de l'audit, et à demeurer attentifs aux éléments indiquant que les autres informations semblent comporter une anomalie significative.

Nous avons obtenu les informations contenues dans le rapport de gestion de 2020 déposé auprès des commissions des valeurs mobilières canadiennes compétentes et les informations contenues dans le document « Rapport annuel 2020 », autres que les états financiers et le rapport des auditeurs sur ces états, à la date du présent rapport des auditeurs. Si, à la lumière des travaux que nous avons effectués sur ces autres informations, nous concluons à la présence d'une anomalie significative dans ces autres informations, nous sommes tenus de signaler ce fait dans le rapport des auditeurs.

Nous n'avons rien à signaler à cet égard.

Responsabilités de la direction et des responsables de la gouvernance à l'égard des états financiers

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle des états financiers conformément aux Normes internationales d'information financière (IFRS), ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Lors de la préparation des états financiers, c'est à la direction qu'il incombe d'évaluer la capacité de l'entité à poursuivre son exploitation, de communiquer, le cas échéant, les questions relatives à la continuité de l'exploitation et d'appliquer le principe comptable de continuité d'exploitation, sauf si la direction a l'intention de liquider l'entité ou de cesser son activité ou si aucune autre solution réaliste ne s'offre à elle.

Il incombe aux responsables de la gouvernance de surveiller le processus d'information financière de l'entité.



Responsabilités des auditeurs à l'égard de l'audit des états financiers

Nos objectifs sont d'obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers pris dans leur ensemble sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et de délivrer un rapport des auditeurs contenant notre opinion.

L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, qui ne garantit toutefois pas qu'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada permettra toujours de détecter toute anomalie significative qui pourrait exister.

Les anomalies peuvent résulter de fraudes ou d'erreurs et elles sont considérées comme significatives lorsqu'il est raisonnable de s'attendre à ce que, individuellement ou collectivement, elles puissent influencer sur les décisions économiques que les utilisateurs des états financiers prennent en se fondant sur ceux-ci.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada, nous exerçons notre jugement professionnel et faisons preuve d'esprit critique tout au long de cet audit.

En outre :

- nous identifions et évaluons les risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, concevons et mettons en œuvre des procédures d'audit en réponse à ces risques, et réunissons des éléments probants suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Le risque de non-détection d'une anomalie significative résultant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne;

- nous acquérons une compréhension des éléments du contrôle interne pertinents pour l'audit afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité;
- nous apprécions le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que des informations y afférentes fournies par cette dernière;
- nous tirons une conclusion quant au caractère approprié de l'utilisation par la direction du principe comptable de continuité de l'exploitation et, selon les éléments probants obtenus, quant à l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou situations susceptibles de jeter un doute important sur la capacité de l'entité à poursuivre son exploitation. Si nous concluons à l'existence d'une incertitude significative, nous sommes tenus d'attirer l'attention des lecteurs de notre rapport des auditeurs sur les informations fournies dans les états financiers au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas adéquates, d'exprimer une opinion modifiée. Nos conclusions s'appuient sur les éléments probants obtenus jusqu'à la date de notre rapport des auditeurs. Des événements ou situations futurs pourraient par ailleurs amener l'entité à cesser son exploitation;
- nous évaluons la présentation d'ensemble, la structure et le contenu des états financiers, y compris les informations fournies dans les notes, et apprécions si les états financiers représentent les opérations et événements sous-jacents d'une manière propre à donner une image fidèle;
- nous communiquons aux responsables de la gouvernance notamment l'étendue et le calendrier prévus des travaux d'audit et nos constatations importantes, y compris toute déficience importante du contrôle interne que nous aurions relevée au cours de notre audit;
- nous fournissons aux responsables de la gouvernance une déclaration précisant que nous nous sommes conformés aux règles de déontologie pertinentes concernant l'indépendance, et leur communiquons toutes les relations et les autres facteurs qui peuvent raisonnablement être considérés comme susceptibles d'avoir des incidences sur notre indépendance ainsi que les sauvegardes connexes, s'il y a lieu;



- nous obtenons des éléments probants suffisants et appropriés concernant l'information financière des entités et activités de l'entité du groupe pour exprimer une opinion sur les états financiers. Nous sommes responsables de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit du groupe, et assumons l'entière responsabilité de notre opinion d'audit;
- parmi les questions communiquées aux responsables de la gouvernance, nous déterminons quelles ont été les plus importantes dans l'audit des états financiers de la période considérée : ce sont les questions clés de l'audit. Nous décrivons ces questions dans notre rapport des auditeurs, sauf si des textes légaux ou réglementaires en empêchent la publication ou si, dans des circonstances extrêmement rares, nous déterminons que nous ne devrions pas communiquer une question dans notre rapport des auditeurs parce que l'on peut raisonnablement s'attendre à ce que les conséquences néfastes de la communication de cette question dépassent les avantages pour l'intérêt public.

*KPMG A.R.L. / S.E.N. C.R.L.**

L'associé responsable de la mission d'audit au terme de laquelle le présent rapport des auditeurs est délivré est Girolamo Cordi.

Montréal, Canada
Le 25 février 2021

*CPA auditeur, CA, permis de comptabilité publique n° A109612

COMPTES CONSOLIDÉS DE RÉSULTAT

		Exercices clos les 31 décembre	
		2020	2019
	Notes		
Produits		613 207	557 042
Charges			
Exploitation	6	131 442	98 455
Frais généraux et administratifs	6	42 948	36 507
Projets potentiels	6	16 708	12 905
Bénéfice avant les éléments suivants :		422 109	409 175
Amortissement des immobilisations corporelles	15	178 440	153 617
Amortissement des immobilisations incorporelles	16	50 086	40 962
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	9	26 659	—
Dépréciation de frais de développement de projets	17	—	8 184
Bénéfice avant les éléments suivants :		166 924	206 412
Charges financières	7	233 143	231 766
Autres produits, montant net	8	(65 554)	(104 643)
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées	9	7 524	(36 469)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	10	2 025	49 933
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat		(10 214)	65 825
Charge d'impôt sur le résultat			
Exigible	11	7 326	16 845
Différé	11	11 571	102 006
		18 897	118 851
Perte nette découlant des activités poursuivies		(29 111)	(53 026)
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	5	—	21 815
Perte nette		(29 111)	(31 211)
Perte nette attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(32 628)	(28 041)
Participations ne donnant pas le contrôle	26	3 517	(3 170)
		(29 111)	(31 211)
Perte par action découlant des activités poursuivies attribuable aux propriétaires :			
Perte nette par action, de base (\$)	12	(0,23)	(0,40)
Perte nette par action, diluée (\$)	12	(0,23)	(0,40)
Perte par action attribuable aux propriétaires :			
Perte nette par action, de base (\$)	12	(0,23)	(0,25)
Perte nette par action, diluée (\$)	12	(0,23)	(0,25)

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

		Exercices clos les 31 décembre	
		2020	2019
	Notes		
Perte nette		(29 111)	(31 211)
Éléments du résultat global qui seront ultérieurement reclassés en résultat net :			
Écarts de change découlant de la conversion d'établissements à l'étranger	24	(27 032)	(31 713)
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	10	(2 128)	4 021
Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures de flux de trésorerie	10	(89 549)	23 688
Variation de la juste valeur des instruments financiers des coentreprises et des entreprises associées désignés comme couvertures de flux de trésorerie	9	(5 148)	(1 872)
Impôt différé connexe	24	23 142	(2 197)
Autres éléments du résultat global découlant des activités poursuivies		(100 715)	(8 073)
Autres éléments du résultat global découlant des activités abandonnées	5	—	3 928
Autres éléments du résultat global		(100 715)	(4 145)
Total du résultat global		(129 826)	(35 356)
Total du résultat global attribuable aux :			
Propriétaires de la société mère		(129 093)	(9 158)
Participations ne donnant pas le contrôle		(733)	(26 198)
		(129 826)	(35 356)

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Aux		31 décembre 2020	31 décembre 2019
	Notes		
ACTIFS			
Actifs courants			
Trésorerie et équivalents de trésorerie		161 465	156 224
Liquidités soumises à restrictions	13	67 477	39 451
Débiteurs	14	92 746	92 265
Instruments financiers dérivés	10	9 039	5 419
Crédits d'impôt à l'investissement recouvrables	15	106 353	—
Charges payées d'avance et autres		15 372	12 273
Total des actifs courants		452 452	305 632
Actifs non courants			
Immobilisations corporelles	15	5 053 125	4 620 025
Immobilisations incorporelles	16	919 323	682 227
Frais de développement liés aux projets	17	14 092	11 135
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	9	446 837	511 899
Instruments financiers dérivés	10	92 040	78 251
Actifs d'impôt différé	11	25 129	30 264
Goodwill	18	75 932	60 666
Autres actifs non courants	19	75 302	72 005
Total des actifs non courants		6 701 780	6 066 472
Total des actifs		7 154 232	6 372 104
PASSIFS			
Passifs courants			
Fournisseurs et autres créditeurs	20	190 333	176 157
Instruments financiers dérivés	10	72 958	51 093
Partie courante des prêts et emprunts à long terme et des autres passifs	21, 22	773 439	414 103
Total des passifs courants		1 036 730	641 353
Passifs non courants			
Instruments financiers dérivés	10	179 154	112 625
Prêts et emprunts à long terme	21	4 046 714	4 281 586
Autres passifs	22	397 513	292 421
Passifs d'impôt différé	11	423 189	428 793
Total des passifs non courants		5 046 570	5 115 425
Total des passifs		6 083 300	5 756 778
CAPITAUX PROPRES			
Capitaux propres attribuables aux propriétaires	23	1 008 854	604 384
Participations ne donnant pas le contrôle	26	62 078	10 942
Total des capitaux propres		1 070 932	615 326
Total des passifs et des capitaux propres		7 154 232	6 372 104

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Exercice clos le 31 décembre 2020	Capitaux propres attribuables aux propriétaires						Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Débiteures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2020	97 215	1 268 311	131 069	2 869	(879 849)	(15 231)	604 384	10 942	615 326
Reclassement du régime d'actions liées au rendement (note 2)	—	6 340	—	—	—	—	6 340	—	6 340
Solde ajusté au 1er janvier 2020	97 215	1 274 651	131 069	2 869	(879 849)	(15 231)	610 724	10 942	621 666
(Perte nette) bénéfice net	—	—	—	—	(32 628)	—	(32 628)	3 517	(29 111)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	(96 465)	(96 465)	(4 250)	(100 715)
Total du résultat global	—	—	—	—	(32 628)	(96 465)	(129 093)	(733)	(129 826)
Actions ordinaires émises le 6 février 2020 : placement privé (note 23)	660 870	—	—	—	—	—	660 870	—	660 870
Frais d'émission (déduction faite de l'impôt différé de 672 \$)	(1 842)	—	—	—	—	—	(1 842)	—	(1 842)
Acquisition d'entreprise (note 4)	—	—	—	—	—	—	—	63 169	63 169
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	5 474	—	—	—	—	—	5 474	—	5 474
Réduction du capital sur les actions ordinaires (note 23)	(754 355)	754 355	—	—	—	—	—	—	—
Paievements fondés sur des actions et régime d'actions liées au rendement	—	1 900	—	—	—	—	1 900	—	1 900
Exercice d'options d'achat d'actions	394	(2 343)	—	—	—	—	(1 949)	—	(1 949)
Débiteures convertibles converties en actions ordinaires et rachat	1 391	—	—	(26)	—	—	1 365	—	1 365
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	1 046	(2 148)	—	—	—	—	(1 102)	—	(1 102)
Achat d'actions - Régime d'actions liées au rendement	(6 008)	—	—	—	—	—	(6 008)	—	(6 008)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 23)	—	—	—	—	(125 543)	—	(125 543)	—	(125 543)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 23)	—	—	—	—	(5 942)	—	(5 942)	—	(5 942)
Distributions aux participations ne donnant pas le contrôle (note 26)	—	—	—	—	—	—	—	(11 300)	(11 300)
Solde au 31 décembre 2020	4 185	2 026 415	131 069	2 843	(1 043 962)	(111 696)	1 008 854	62 078	1 070 932

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés audités.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019	Capitaux propres attribuables aux propriétaires						Total	Participations ne donnant pas le contrôle	Total des capitaux propres
	Compte de capital des actions ordinaires	Surplus d'apport	Actions privilégiées	Déventures convertibles	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global			
Solde au 1er janvier 2019	6 546	1 272 604	131 069	3 976	(750 442)	(34 492)	629 261	312 776	942 037
Perte nette	—	—	—	—	(28 041)	—	(28 041)	(3 170)	(31 211)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	—	18 883	18 883	(23 028)	(4 145)
Total du résultat global	—	—	—	—	(28 041)	18 883	(9 158)	(26 198)	(35 356)
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	2 402	—	—	—	—	—	2 402	—	2 402
Paiements fondés sur des actions	—	64	—	—	—	—	64	—	64
Exercice d'options d'achat d'actions	1 323	(4 357)	—	—	—	—	(3 034)	—	(3 034)
Actions ordinaires émises par suite de la conversion de déventures convertibles (note 21)	88 272	—	—	(1 877)	—	—	86 395	—	86 395
Déventures convertibles émises (déduction faite de l'impôt différé de 279 \$) (note 21)	—	—	—	770	—	—	770	—	770
Actions dont les droits ont été acquis - Régime d'actions liées au rendement	1 057	—	—	—	—	—	1 057	—	1 057
Achat d'actions – Régime d'actions liées au rendement	(2 385)	—	—	—	—	—	(2 385)	—	(2 385)
Rachat de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(218)	(218)
Cession de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(260 846)	(260 846)
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires (note 23)	—	—	—	—	(95 046)	—	(95 046)	—	(95 046)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées (note 23)	—	—	—	—	(5 942)	—	(5 942)	—	(5 942)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	—	—	(14 572)	(14 572)
Reclassement des pertes actuarielles au titre des régimes à prestations définies	—	—	—	—	(378)	378	—	—	—
Solde au 31 décembre 2019	97 215	1 268 311	131 069	2 869	(879 849)	(15 231)	604 384	10 942	615 326

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés audités.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

	Notes	Exercices clos les 31 décembre	
		2020	2019
ACTIVITÉS D'EXPLOITATION			
Perte nette		(29 111)	(31 211)
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	5	—	(21 815)
Perte nette découlant des activités poursuivies		(29 111)	(53 026)
Éléments sans effet sur la trésorerie :			
Amortissements	15,16	228 526	194 579
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	9	26 659	—
Dépréciation de frais de développement de projets	17	—	8 184
Quote-part de la perte (du bénéfice) des coentreprises et des entreprises associées	9	7 524	(36 469)
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	10	(8 329)	33 883
Crédits d'impôt sur la production et attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	8	(64 900)	(99 640)
Autres		717	(4 153)
Charges financières	7	233 143	231 766
Charges financières payées	25 b)	(185 720)	(195 915)
Distributions reçues des coentreprises et des entreprises associées	9	21 504	19 498
Charge d'impôt sur le résultat	11	18 897	118 851
Impôt sur le résultat payé		(9 277)	(17 007)
Incidence de la variation des taux de change		3 240	3 990
		242 873	204 541
Variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation	25 a)	(7 765)	22 402
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation découlant des activités poursuivies		235 108	226 943
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation découlant des activités abandonnées		—	13 122
		235 108	240 065
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT			
Dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées		(118 982)	(96 798)
Distributions aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		(11 300)	(11 490)
Augmentation de la dette à long terme, déduction faite des frais de financement différés	25 c)	983 168	1 686 972
Remboursement de la dette à long terme	25 c)	(1 005 864)	(1 323 827)
Paiement d'obligations locatives	22	(3 841)	(4 756)
Paiement pour le rachat de débentures convertibles	25 c)	—	(13 348)
Produit net de l'émission de débentures convertibles	25 c)	—	137 214
Produit net de l'émission d'actions ordinaires		658 356	—
Achat d'actions ordinaires en vertu du régime d'actions liées au rendement		(6 008)	(2 385)
Paiement des retenues à la source liées à l'exercice d'options d'achat d'actions et aux actions liées au rendement		(3 051)	(3 034)
Entrées de trésorerie liées aux activités de financement découlant des activités poursuivies		492 478	368 548
Entrées de trésorerie liées aux activités de financement découlant des activités abandonnées		—	20 059
		492 478	388 607
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT			
Acquisitions d'entreprise, déduction faite de la trésorerie acquise	4	(161 792)	—
Produit de la vente d'entreprises, déduction faite des coûts de transaction (6 634 \$) et du montant de trésorerie cédé (13 877 \$)	5	—	381 013
Variation des liquidités soumises à des restrictions		(22 756)	(14 908)
Ajouts aux immobilisations corporelles, montant net		(518 602)	(847 714)
Ajouts aux frais de développement liés aux projets		(32 127)	(8 712)
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées		(277)	(13 756)
Variation des autres actifs non courants		9 946	(12 920)
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités poursuivies		(725 608)	(516 997)
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement découlant des activités abandonnées		—	(31 957)
		(725 608)	(548 954)
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie		3 263	(3 080)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		5 241	76 638
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice		156 224	79 586
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice		161 465	156 224

Des renseignements supplémentaires sont présentés à la note 25.

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés audités.

DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Innergex énergie renouvelable inc. (« Innergex » ou la « Société ») a été constituée le 25 octobre 2002 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Canada), et ses actions et ses débentures convertibles sont cotées à la Bourse de Toronto. La Société est un promoteur, acquéreur, propriétaire et exploitant d'installations de production d'énergie renouvelable et d'installations de stockage d'énergie qui concentre ses activités principalement dans les secteurs hydroélectrique, éolien et solaire. Le siège social de la Société est situé au 1225, rue Saint-Charles Ouest, 10e étage, Longueuil (Québec) Canada J4K 0B9.

Les présents états financiers consolidés ont été approuvés par le conseil d'administration le 25 février 2021.

1. MODE DE PRÉSENTATION ET DÉCLARATION DE CONFORMITÉ

Déclaration de conformité

Ces états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »). Les principales méthodes comptables de la Société sont décrites à la note 2. Ces méthodes ont été appliquées de manière uniforme à tous les exercices présentés, sauf indication contraire.

Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été établis au coût historique, sauf pour ce qui est de certains instruments financiers et actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises qui sont évalués à la juste valeur.

Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

Les présents états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens, soit la monnaie fonctionnelle de la Société.

2. PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

Principes de consolidation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de la Société et des filiales qu'elle contrôle. La Société détient le contrôle lorsqu'elle détient le pouvoir sur la filiale, lorsqu'elle est exposée ou qu'elle a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec la filiale et lorsqu'elle a la capacité d'exercer son pouvoir pour influencer sur ses rendements. Les filiales contrôlées par la Société sont consolidées à compter de la date d'entrée en vigueur de l'acquisition jusqu'à la date d'entrée en vigueur de la cession ou de la perte de contrôle.

Le tableau suivant présente des informations détaillées à l'égard des filiales importantes de la Société à la fin de la période de présentation de l'information financière.

Nom des filiales	Activité principale	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques	Canada	50,01 %
Kwoiek Creek Resources L.P. ¹	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	50,00 %
Upper Lillooet Limited Partnership	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	100,00 %
Innergex Inc.	Posséder et exploiter des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens	Canada	100,00 %
Big Silver Creek Power Limited Partnership	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	100,00 %
Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Canada	50,01 %
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales	Posséder et exploiter des parcs éoliens	Canada/Europe	69,55 %
Innergex Cartier énergie S.E.C.	Posséder et exploiter des parcs éoliens	Canada	100,00 %
Mountain Air Alternatives LLC et ses filiales	Posséder et exploiter des parcs éoliens	États-Unis	62,25 %
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C. ²	Posséder et exploiter un parc éolien	Canada	50,00 %
Foard City Holdings, LLC	Posséder et exploiter un parc éolien	États-Unis	100,00 %
Phoebe Energy Project, LLC	Posséder et exploiter un parc solaire	États-Unis	100,00 %
Hillcrest Solar I, LLC	Construction d'un parc solaire	États-Unis	100,00 %
Griffin Trail Wind, LLC	Construction d'un parc éolien	États-Unis	100,00 %

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans Kwoiek Creek Resources L.P.

2. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans le parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU) S.E.C.

Participations dans des coentreprises et des entreprises associées

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entreprise ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint s'entend du partage contractuellement convenu du contrôle exercé sur une entreprise, qui n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités pertinentes requièrent le consentement unanime des parties partageant le contrôle.

Les entreprises associées sont les entités ayant des politiques financières et d'exploitation sur lesquelles la Société exerce une influence notable, mais non le contrôle. La Société est présumée avoir une influence notable lorsqu'elle détient entre 20 % et 50 % des droits de vote d'une autre entité.

Pour déterminer si la Société exerce un contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur une entreprise, la Société doit émettre des hypothèses et formuler des jugements critiques dans le cadre de l'évaluation des exigences de classement.

Le bénéfice, les actifs et passifs des coentreprises et des entreprises associées sont comptabilisés dans les présents états financiers consolidés selon la méthode de la mise en équivalence. Selon cette méthode, une participation dans une coentreprise ou une entreprise associée est initialement comptabilisée au coût dans l'état consolidé de la situation financière, puis est ajustée pour comptabiliser la quote-part de la Société dans le bénéfice (la perte) et les autres éléments du résultat global de la coentreprise ou de l'entreprise associée. Si la quote-part de la Société dans les pertes d'une coentreprise ou d'une entreprise associée est supérieure à sa participation dans celle-ci (y compris toute participation à long terme qui, en substance, constitue une partie de l'investissement net de la Société dans la coentreprise), la Société cesse de comptabiliser sa quote-part dans les pertes à venir. Des pertes additionnelles ne sont comptabilisées que dans la mesure où la Société a contracté une obligation légale ou implicite ou a effectué des paiements au nom de la coentreprise ou de l'entreprise associée.

Une participation est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence à partir de la date à laquelle l'entité émettrice devient une coentreprise ou une entreprise associée. Lors de l'acquisition de la participation dans une coentreprise ou une entreprise associée, tout excédent du coût de la participation par rapport à la quote-part de la Société dans la juste valeur des actifs et des passifs identifiables de l'entité émettrice est comptabilisé à titre de goodwill, qui est inclus dans la valeur comptable de la participation. Tout excédent de la quote-part de la Société dans la juste valeur nette des actifs et des passifs identifiables sur le coût de la participation, après réévaluation, est immédiatement comptabilisé en résultat net.

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société examine la valeur comptable de ses participations dans des coentreprises et des entreprises associées afin de déterminer s'il existe une indication de dépréciation. Si une telle indication existe, la valeur recouvrable de la participation nette est estimée. Puisque le goodwill qui fait partie de la valeur comptable d'une participation nette dans une entreprise associée ou une coentreprise n'est pas comptabilisé séparément, on ne le soumet pas à des tests de dépréciation séparément en appliquant les dispositions relatives aux tests de dépréciation du goodwill. C'est plutôt la valeur comptable totale de la participation que l'on soumet à des tests de dépréciation, en tant qu'actif unique, en comparant sa valeur recouvrable (à savoir la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de la vente) avec sa valeur comptable. Toute perte de valeur comptabilisée dans ces circonstances fait partie de la valeur comptable de la participation nette dans l'entreprise associée ou la coentreprise et n'est affectée à aucun actif, goodwill compris. En conséquence, toute reprise de cette perte de valeur est comptabilisée dans la mesure où la valeur recouvrable de la participation nette augmente ultérieurement.

La Société cesse d'utiliser la méthode de la mise en équivalence à compter de la date à laquelle sa participation cesse d'être une coentreprise ou une entreprise associée. Si la Société conserve une participation dans l'ancienne coentreprise ou entreprise associée et que cette participation conservée est un actif financier, la Société évalue la participation conservée à la juste valeur à cette date, et la juste valeur est considérée comme sa juste valeur lors de la comptabilisation initiale selon IFRS 9. La différence entre la valeur comptable de la coentreprise ou de l'entreprise associée à la date de cessation de l'application de la méthode de la mise en équivalence, et la juste valeur des intérêts conservés et tout produit de la sortie d'une partie de la participation dans la coentreprise ou l'entreprise associée est incluse dans la détermination du profit ou de la perte à la cession de la coentreprise ou de l'entreprise associée. En outre, la Société comptabilise tous les montants comptabilisés antérieurement dans les autres éléments du résultat global au titre de cette coentreprise ou de cette entreprise associée de la même manière que si cette coentreprise ou cette entreprise associée avait directement sorti les actifs ou les passifs correspondants. Ainsi, dans le cas où un profit ou une perte comptabilisé antérieurement dans les autres éléments du résultat global par cette coentreprise serait reclassé en résultat net lors de la sortie des actifs ou des passifs correspondants, la Société reclasse le profit ou la perte par virement hors des capitaux propres vers le résultat net (en tant qu'ajustement de reclassement) lorsqu'elle cesse d'appliquer la méthode de la mise en équivalence.

Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition. La contrepartie transférée est évaluée selon la somme des justes valeurs des actifs transférés et des passifs engagés ou repris, à la date d'acquisition, et des instruments de capitaux propres émis par la Société en échange du contrôle de l'entreprise acquise. Le cas échéant, la contrepartie transférée comprend tous les actifs ou passifs découlant d'une entente de contrepartie conditionnelle, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition. Les modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle sont portées en ajustement de la contrepartie transférée lorsqu'elles sont admissibles à titre d'ajustements de période d'évaluation. Toutes les autres modifications subséquentes à la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle classés comme actifs ou passifs sont comptabilisées en vertu des

IFRS pertinentes et reflétées dans le résultat net. Les variations de la juste valeur des éléments de contrepartie conditionnelle classés dans les capitaux propres ne sont pas comptabilisées.

Les actifs identifiables acquis, ainsi que les passifs et passifs éventuels repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises, sont évalués initialement à leur juste valeur à la date d'acquisition, et ce, quelle que soit l'importance de toute participation ne donnant pas le contrôle. L'excédent de la contrepartie totale transférée, du montant de toute participation ne donnant pas le contrôle, et dans le cas d'un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, de la juste valeur à la date d'acquisition des participations précédemment détenues dans l'entreprise acquise par rapport à la juste valeur des actifs nets identifiables acquis, est comptabilisé à titre de goodwill. Tout goodwill négatif est comptabilisé directement au compte consolidé de résultat.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les fonds en caisse, les soldes bancaires et les placements à court terme dont l'échéance initiale est d'au plus trois mois, déduction faite des découverts bancaires lorsque ceux-ci font partie intégrante de la gestion de la trésorerie de la Société.

Liquidités et placements à court terme soumis à restrictions

La Société détient des liquidités et des placements à court terme soumis à restrictions conformément à certains financements de ses projets.

Actuellement, les liquidités et les placements à court terme soumis à restrictions sont investis au comptant ou dans des placements à court terme d'une durée d'au plus trois mois.

La disponibilité des fonds dans les comptes de liquidités et de placements à court terme soumis à restrictions est limitée par les diverses conventions.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles comprennent principalement les centrales hydroélectriques, les parcs éoliens et les parcs solaires qui sont en service ou en cours de construction. Elles sont comptabilisées au coût moins le cumul de l'amortissement et le cumul des pertes de valeur, le cas échéant.

Les immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur i) la durée d'utilité estimative des actifs ou ii) la période pendant laquelle la Société détient les droits sur les actifs, selon la plus courte des deux périodes. Les dépenses liées aux améliorations qui ont pour effet d'accroître ou de prolonger la durée d'utilité ou la capacité d'un actif sont inscrites à l'actif. Les frais d'entretien et de réparation sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés. Les immobilisations corporelles ne sont amorties qu'à partir du moment où elles sont prêtes pour leur utilisation prévue.

Les durées d'utilité estimatives, les valeurs résiduelles et les modes d'amortissement sont examinés à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et l'incidence de toute modification d'estimation est comptabilisée de façon prospective.

Une immobilisation corporelle est décomptabilisée à sa cession ou lorsqu'il est prévu qu'aucun avantage économique futur ne sera tiré de l'utilisation continue de l'actif. Tout profit ou toute perte découlant de la cession ou de la mise hors service d'une immobilisation corporelle est déterminé comme l'écart entre le produit de la vente et la valeur comptable de l'actif et est comptabilisé en résultat net.

Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition, à la construction ou à la production d'actifs qualifiés, soit des actifs exigeant une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisés ou vendus comme prévu, sont ajoutés au coût de ces actifs jusqu'à ce que ces derniers soient pratiquement prêts pour leur utilisation ou leur vente prévue.

Les revenus de placement, obtenus grâce au placement temporaire de certains emprunts jusqu'à ce que ces derniers soient utilisés pour engager des dépenses à l'égard d'actifs qualifiés, sont déduits du coût d'emprunt admissible à l'inscription à l'actif.

Tous les autres coûts d'emprunt sont comptabilisés en résultat net dans la période au cours de laquelle ils sont engagés.

Le tableau qui suit présente un résumé des durées d'utilité utilisées dans le calcul de l'amortissement des immobilisations corporelles :

Type d'immobilisations corporelles	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Centrales hydroélectriques	De 8 à 75 ans
Parcs éoliens	De 14 à 30 ans
Parcs solaires	De 15 à 35 ans
Autre matériel	De 3 à 10 ans

Contrats de location

Nature des activités de location

En règle générale, la Société loue des terrains et des bureaux. Les contrats de location sont généralement conclus pour des périodes fixes à long terme en fonction de la durée estimée de chaque projet au départ. Les baux fonciers pour un projet donné sont habituellement négociés conjointement, avec les gouvernements, pour les terres appartenant au gouvernement, ou directement avec des groupes de propriétaires fonciers privés, pour les terres appartenant au secteur privé. Les contrats de location de bureaux et les autres contrats de location sont négociés individuellement et contiennent des modalités très variées. Étant donné que les baux fonciers sont négociés pour de longues périodes, la plupart des baux fonciers prévoient des paiements supplémentaires en fonction de l'évolution de l'inflation. En outre, les contrats de location prévoient généralement une option de renouvellement du bail pour une période supplémentaire après la fin de la période contractuelle non résiliable. La Société évalue à la date de début de la location si elle a la certitude raisonnable d'exercer les options de prolongation. En général, la Société aligne le renouvellement des options de prolongation des contrats de location sur la durée de vie estimée des projets.

Les contrats de location sont comptabilisés comme un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative correspondante à la date à laquelle l'actif loué est prêt à être utilisé par la Société. Tous les paiements de loyers sont répartis entre l'obligation locative et les charges financières. Les charges financières sont imputées aux résultats pendant la période couverte par le contrat de location de manière à obtenir un taux d'intérêt périodique constant sur le solde restant du passif pour chaque période.

i) Obligations locatives

Les obligations locatives sont comptabilisées dans les autres passifs à l'état consolidé de la situation financière et évalués à la valeur actualisée des paiements de loyers futurs, actualisée au moyen du taux d'intérêt implicite du contrat de location. Si ce taux ne peut être déterminé, le taux d'emprunt marginal du preneur doit être utilisé, soit le taux d'intérêt que le preneur aurait à payer pour emprunter les fonds nécessaires pour se procurer un bien de valeur similaire dans un environnement économique similaire et avec des modalités semblables. Pour déterminer le montant des paiements de loyers futurs, la Société tient compte de l'information suivante :

- les paiements fixes (y compris les paiements fixes en substance), déduction faite des avantages incitatifs à la location à recevoir;
- les paiements de loyers variables qui sont fonction d'un indice ou d'un taux.

Les paiements liés à des contrats de location à court terme et à des contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur sont comptabilisés sur une base linéaire à titre de charges en résultat net. Les contrats de location à court terme sont des contrats de location d'une durée de 12 mois ou moins.

Les obligations locatives sont ultérieurement évaluées au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif. Une réévaluation des obligations locatives survient lorsqu'il y a un changement dans les paiements de loyers futurs découlant d'une variation de l'indice ou du taux pertinent.

ii) Actifs au titre de droits d'utilisation

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles à l'état consolidé de la situation financière au coût, ce qui comprend l'évaluation initiale de l'obligation locative, les paiements de loyers effectués à la date de début ou avant et les coûts directs initiaux.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont ensuite amortis selon la méthode linéaire, selon la plus courte des périodes suivantes : i) sur la durée d'utilité estimée des actifs ou ii) sur la durée du contrat de location, y compris les options visant à prolonger cette durée, lorsque la Société a la certitude raisonnable de les exercer. Les durées d'utilité estimées des actifs au titre de droits d'utilisation sont déterminées sur la même base que celles des immobilisations corporelles.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent divers permis, licences et accords. Les immobilisations incorporelles sont amorties selon le mode linéaire sur une période se terminant à la date d'expiration des permis, des licences ou des accords relatifs à chaque installation. Les durées d'utilité estimatives tiennent compte des périodes respectives visées par les droits de renouvellement des contrats d'achat d'électricité (les « CAÉ »), car la Société a l'intention d'exercer l'option de renouvellement de ses CAÉ, lorsque cela est autorisé. Elles sont comptabilisées au coût moins le cumul de l'amortissement et le cumul des pertes de valeur. L'amortissement débute lorsque l'installation concernée est prête à être utilisée comme prévu.

La Société comptabilise une immobilisation incorporelle découlant d'un accord de concession de services lorsque cet accord lui confère le droit de facturer l'utilisation d'une infrastructure liée à la concession. Une immobilisation incorporelle reçue à titre de contrepartie de la prestation de services de construction ou d'amélioration dans le cadre d'un accord de concession de services est évaluée à la juste valeur au moment de la comptabilisation initiale. Après la comptabilisation initiale, l'immobilisation incorporelle est évaluée au coût, lequel comprend les coûts d'emprunt inscrits à l'actif, diminué du cumul des amortissements et des pertes de valeur.

Les immobilisations incorporelles liées aux installations en cours de construction ne sont amorties qu'à partir du moment où les installations connexes sont prêtes à être utilisées comme prévu.

Les durées d'utilité estimatives et le mode d'amortissement sont examinés à la fin de chaque période de présentation de l'information financière, et l'incidence de toute modification des estimations est comptabilisée de façon prospective.

Les durées d'utilité sur lesquelles les immobilisations sont amorties sont les suivantes :

Immobilisations incorporelles liées aux éléments suivants :	Durée d'utilité pour la période d'amortissement
Centrales hydroélectriques	De 4 à 75 ans
Parcs éoliens	De 8 à 20 ans
Parcs solaires	20 ans

Frais de développement liés aux projets

Les frais de développement de projets sont comptabilisés au coût moins les pertes de valeur, s'il y a lieu, et représentent les coûts engagés pour l'acquisition de projets potentiels et pour la conception et le développement d'emplacements pour des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et des parcs solaires. Les coûts d'emprunt directement attribuables à l'acquisition ou au développement sont incorporés aux frais de développement de projets.

La Société diffère les frais de développement de projets lorsqu'il devient probable que le projet sera achevé et qu'il générera des avantages économiques futurs qui iront à la Société. La Société prend cette décision en tenant compte de divers facteurs, soit individuellement ou combinés, tels que, entre autres :

- la question à savoir si les permis requis pour un projet potentiel ont été accordés, ou s'il est probable qu'ils le seront;
- les droits d'accès aux terres requises ont été garantis ou il est probable qu'ils le seront;
- l'annonce, ou la probabilité qu'elle soit faite, de l'attribution d'un contrat d'achat d'électricité pour un projet potentiel;
- l'accès à un marché ouvert si le projet ne se trouve pas sur un marché sur lequel on s'attend à ce qu'un contrat d'achat d'électricité lui soit attribué.

Ces coûts sont transférés aux immobilisations corporelles ou aux immobilisations incorporelles au début de la construction. Lorsqu'il n'est plus probable qu'un projet sera réalisé, les frais de développement différés à cette date sont passés en charges. Les coûts rattachés aux projets potentiels sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

Perte de valeur des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et des frais de développement de projets autres que le goodwill

À la fin de chaque période de présentation de l'information financière, la Société examine la valeur comptable de ses actifs non financiers, à l'exception du goodwill, afin de déterminer s'il y a une indication de dépréciation. Si une telle indication existe, la valeur recouvrable de l'actif est estimée. Lorsqu'il est impossible d'estimer la valeur recouvrable d'un actif pris individuellement, les actifs sont regroupés pour former le plus petit groupe d'actifs qui génère des entrées de trésorerie résultant d'une utilisation continue, lesquelles sont largement indépendantes des entrées de trésorerie des autres actifs ou groupes d'actifs (l'« unité génératrice de trésorerie », ou « UGT »). Lorsqu'un mode d'attribution raisonnable et uniforme peut être établi, les actifs du siège social sont aussi attribués aux unités génératrices de trésorerie individuelles; autrement, ils sont attribués au plus petit groupe d'unités génératrices de trésorerie pour lequel un mode d'attribution raisonnable et uniforme peut être établi.

Les immobilisations incorporelles qui ne sont pas encore disponibles pour utilisation sont soumises à un test de dépréciation au moins une fois par année et chaque fois qu'il y a une indication que ces immobilisations pourraient s'être dépréciées.

La valeur recouvrable est la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Dans le cadre de l'évaluation de la valeur d'utilité, les flux de trésorerie futurs estimatifs sont actualisés au moyen d'un taux d'actualisation qui reflète l'appréciation courante du marché de la valeur temps de l'argent et des risques propres aux actifs ou à l'UGT.

Si la valeur recouvrable estimative d'un actif ou d'une UGT est inférieure à sa valeur comptable, la valeur comptable est ramenée à sa valeur recouvrable. Une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net.

Si une perte de valeur est reprise ultérieurement, la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT est augmentée à hauteur de sa valeur recouvrable révisée, dans la mesure où cette valeur comptable n'est pas supérieure à la valeur comptable qui aurait été déterminée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée. La reprise d'une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net.

Goodwill

Le goodwill découle de regroupements d'entreprises et est évalué à la date d'acquisition. Le goodwill est ensuite évalué au coût diminué du cumul des pertes de valeur, s'il y a lieu.

Aux fins des tests de dépréciation, le goodwill est réparti parmi chacune des UGT de la Société (ou groupes d'UGT) qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises.

Une UGT à laquelle une partie du goodwill a été attribuée est soumise à un test de dépréciation annuellement, ou plus souvent s'il y a des indications que l'UGT pourrait s'être dépréciée. Si la valeur recouvrable de l'UGT est inférieure à sa valeur comptable, la perte de valeur est d'abord portée en réduction du goodwill affecté aux UGT, puis ensuite en réduction de la valeur comptable des autres actifs de l'UGT au prorata. Toute perte de valeur du goodwill est comptabilisée en résultat net. Une perte de valeur comptabilisée au titre du goodwill ne peut faire l'objet d'une reprise au cours des périodes subséquentes.

Autres actifs non courants

Les autres actifs non courants comprennent des dépôts de garantie au titre de diverses ententes, des paiements locatifs et redevances payés d'avance, des réserves, des créances à long terme et des placements à long terme.

La Société a trois types de comptes de réserve destinés à assurer sa stabilité financière. Le premier est le compte de réserve pour ses activités hydrologiques ou éoliennes, qui est établi au début de l'exploitation commerciale d'une installation afin de neutraliser la variabilité des flux de trésorerie attribuable aux fluctuations des conditions hydrologiques ou éoliennes, de même qu'à d'autres événements imprévisibles. Le second type de comptes est le compte de réserve pour travaux d'entretien majeurs, constitué pour permettre le financement préalable des réparations majeures nécessaires pour préserver la capacité de production de la Société. Une troisième réserve existe au titre du démantèlement, laquelle vise à fournir un financement suffisamment élevé pour démanteler les parcs éoliens à la fin des projets.

Les sommes des comptes de réserve sont actuellement investies dans la trésorerie ou des placements à court terme assortis d'échéances d'au plus un an et dans des titres garantis par des gouvernements. La disponibilité des fonds dans les comptes de réserve peut être limitée par les conventions de crédit.

Activités abandonnées

Une activité abandonnée est une composante des activités de la Société qui a été cédée ou qui est classée comme détenue en vue de la vente, qui représente une ligne d'activité ou une zone géographique principale et distincte et qui fait partie d'un plan unique et coordonné en vue de se séparer de cette ligne d'activité ou de cette région géographique. Les résultats des activités abandonnées sont présentés séparément dans le compte consolidé de résultat. Les chiffres comparatifs sont ajustés dans le compte consolidé de résultat et dans l'état consolidé du résultat global comme si les activités avaient été abandonnées dès le début de la période comparative.

Provisions et obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Une provision est un passif dont l'échéance ou le montant est incertain. Une provision est comptabilisée dans les autres passifs lorsque la Société a une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'événements passés, qu'il est probable que la Société doit régler l'obligation et qu'une estimation fiable du montant de l'obligation peut être réalisée. Une obligation juridique peut découler d'un contrat, d'une loi ou d'une autre application de la loi. Une obligation implicite découle des gestes posés par la Société lorsque celle-ci indique, par ses pratiques passées, par ses politiques publiées ou par une déclaration suffisamment récente qu'elle accepte certaines responsabilités et qu'en conséquence, elle crée une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités. Le montant comptabilisé à titre de provision constitue la meilleure estimation, à chaque fin de période, des dépenses requises pour régler l'obligation actuelle, compte tenu des risques et des incertitudes inhérentes à l'obligation. Lorsqu'il est prévu que des dépenses seront engagées dans l'avenir, l'obligation est évaluée à sa valeur actuelle selon un taux d'intérêt ajusté pour tenir compte du risque et des appréciations courantes du marché.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont comptabilisées dans les autres passifs lorsque ces obligations sont engagées et sont évaluées à la valeur actuelle, s'il est possible de faire une estimation raisonnable des coûts prévus pour régler le passif, actualisés au taux avant impôt en vigueur pour ce passif. Dans les périodes subséquentes, le passif est ajusté pour tenir compte de changements découlant de l'écoulement du temps et de révisions apportées à l'échéance, au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés ou aux changements du taux d'actualisation. La désactualisation du passif en raison de l'écoulement du temps est imputée au résultat, tandis que les changements découlant des révisions apportées à l'échéance ou au montant de l'estimation initiale des flux de trésorerie non actualisés ou d'une modification au taux d'actualisation sont comptabilisés à titre de composante de la valeur comptable de l'immobilisation corporelle connexe. La valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations est examinée à la clôture de chaque trimestre afin de refléter les estimations actuelles et les changements apportés au taux d'actualisation.

Instruments financiers

La Société comptabilise initialement les actifs financiers à la date de transaction où elle devient partie aux dispositions contractuelles de l'instrument.

Les actifs financiers sont initialement évalués à la juste valeur. Si l'actif financier n'est pas par la suite comptabilisé à la juste valeur par le biais du résultat net, l'évaluation initiale comprend les coûts de transaction qui sont directement attribuables à l'acquisition ou au montage de l'actif. Au moment de la comptabilisation initiale, la Société classe ses actifs financiers selon qu'ils seront ultérieurement évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur en fonction de son modèle d'affaires en matière de gestion des actifs financiers et des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels des actifs financiers.

i) Actifs financiers évalués au coût amorti

Un actif financier est évalué au coût amorti, au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif et déduction faite de toute perte de valeur, si :

- La détention de l'actif s'inscrit dans un modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin de percevoir les flux de trésorerie contractuels;
- Les conditions contractuelles de l'actif financier donnent lieu, à des dates spécifiées, à des flux de trésorerie qui correspondent uniquement à des remboursements de principal et/ou à des versements d'intérêts.

La Société comptabilise actuellement sa trésorerie et ses équivalents de trésorerie, ses liquidités soumises à restrictions, ses débiteurs, ses crédits d'impôt à l'investissement recouvrables et ses comptes de réserve comptabilisés dans les autres actifs non courants en tant qu'actifs financiers évalués au coût amorti.

ii) Actifs financiers évalués à la juste valeur

Ces actifs sont évalués à la juste valeur, et les changements qu'ils subissent, y compris tout produit d'intérêts ou de dividende, sont comptabilisés en résultat net, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les changements sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global. En outre, dans le cas des placements dans des instruments de capitaux propres qui ne sont pas détenus à des fins de transaction, la Société peut choisir de manière irrévocable au moment de la comptabilisation initiale de présenter les changements subséquents de la juste valeur du placement dans les autres éléments du résultat global. Pour de tels placements évalués à la juste valeur par le biais des autres éléments du résultat global, les profits et les pertes ne sont jamais reclassés dans le résultat net et aucune perte de valeur n'est comptabilisée dans le résultat net. Les dividendes tirés de tels placements sont comptabilisés dans le résultat net, à moins qu'il ne soit clair que le dividende représente le remboursement d'une partie du coût du placement. Ce choix se fait isolément pour chaque placement.

La Société classe actuellement ses instruments financiers dérivés en tant qu'actifs financiers évalués à la juste valeur.

La Société décomptabilise un actif financier lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie de l'actif arrivent à expiration ou lorsqu'elle transfère les droits de percevoir les flux de trésorerie contractuels de l'actif financier dans le cadre d'une transaction dans laquelle la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété de l'actif financier sont transférés.

Les passifs financiers sont classés dans les catégories suivantes :

i) Passifs financiers évalués au coût amorti

Les passifs financiers non dérivés sont initialement comptabilisés à la juste valeur, moins les coûts de transaction qui leur sont directement attribuables. À la suite de la comptabilisation initiale, ces passifs sont évalués au coût amorti au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif.

La Société comptabilise actuellement ses fournisseurs et autres crédateurs, ses prêts et emprunts à long terme, ses obligations locatives comptabilisées dans les autres passifs à long terme et ses passifs au titre de la participation au partage fiscal en tant que passifs évalués au coût amorti.

Passifs au titre de la participation au partage fiscal

La Société détient et exploite certains projets aux États-Unis dans le cadre de structures de participation fiscale pour financer la construction de projets solaires et éoliens. Ces structures sont conçues pour attribuer aux investisseurs participant au partage fiscal des incitatifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables, tels que les crédits d'impôt sur le revenu, les crédits d'impôt à la production et l'amortissement fiscal accéléré. En général, les structures de participation fiscale accordent aux investisseurs participant au partage fiscal la majorité des bénéfices imposables américains des projets et des incitatifs fiscaux en faveur des énergies renouvelables, ainsi qu'une plus petite partie des flux de trésorerie des projets, jusqu'à ce qu'ils atteignent un retour sur investissement après impôt convenu (le « point de basculement »). Les dates du point de basculement dépendent généralement des performances respectives des projets. Cependant, de temps à autre, les dates du point de basculement peuvent être déterminées par contrat. Après le point de basculement, la Société reçoit la majorité des bénéfices imposables et des incitatifs fiscaux pour la production d'énergie renouvelable des projets.

Lorsqu'un partenariat de partage fiscal est constitué, la Société évalue si l'entreprise du projet doit être consolidée en fonction du droit de la Société à des rendements variables et de sa capacité à influencer les décisions financières et opérationnelles ayant une incidence sur ces rendements. En raison de la nature opérationnelle et financière des projets, et de la nature protectrice des droits normalement accordés aux investisseurs participant au partage fiscal, la Société a généralement l'influence nécessaire pour consolider l'entité.

Les modalités de l'apport de l'investisseur participant au partage fiscal sont évaluées pour déterminer le traitement comptable. L'apport a généralement les caractéristiques d'un passif, puisque l'apport initial est remboursé, y compris un rendement convenu, et que l'investisseur ne partage pas les risques du projet de la même manière qu'un actionnaire. Ainsi, l'apport est comptabilisé comme des prêts et emprunts dans les états consolidés de la situation financière et évalué au coût amorti jusqu'à la date de basculement du projet. Le coût amorti du financement par participation au partage fiscal est généralement composé des éléments suivants :

Éléments ayant une incidence sur le coût amorti du financement de partage fiscal	Description
Crédits d'impôt sur la production (« CIP »)	Attribution des CIP à l'investisseur participant au partage fiscal, qui découlent de l'énergie produite pendant la période et sont comptabilisés dans le montant net des autres produits à mesure qu'ils sont acquis, et en réduction de la participation au partage fiscal.
Crédits d'impôt à l'investissement (« CII »)	Attribution des CII à l'investisseur participant au partage fiscal, attribuables aux activités de construction et comptabilisés en réduction du coût des actifs auxquels ils se rapportent et de la participation au partage fiscal.
Bénéfice imposable (perte fiscale), y compris les attributs fiscaux comme l'amortissement fiscal accéléré	Attribution du bénéfice imposable et des autres attributs fiscaux à l'investisseur participant au partage fiscal comptabilisés dans le montant net des autres produits à mesure qu'ils sont acquis, et en réduction de la participation au partage fiscal.
Charges d'intérêts	Charges d'intérêts, calculées au moyen de la méthode du taux d'intérêt effectif, comptabilisées dans les charges financières à mesure qu'elle sont engagées, et comptabilisées comme une hausse du financement au partage fiscal.
Apport de paiements à l'utilisation	Cotisations en trésorerie supplémentaires versées par l'investisseur participant au partage fiscal lorsque la production annuelle est supérieure au seuil stipulé par contrat, comptabilisées comme une augmentation du financement de partage fiscal.
Distributions en trésorerie	Attribution en trésorerie à l'investisseur participant au partage fiscal, comptabilisée en réduction de la participation au partage fiscal.

Après le point de basculement, l'investisseur participant au partage fiscal partagera les risques et les avantages dans le projet en tant qu'actionnaire et sa participation sera comptabilisée comme une participation ne donnant pas le contrôle.

ii) Passifs financiers évalués à la juste valeur

Les passifs financiers à la juste valeur sont initialement comptabilisés à la juste valeur et ils sont réévalués à chaque date de clôture, tout changement étant comptabilisé en résultat net, à moins que la comptabilité de couverture ne soit utilisée, auquel cas les changements sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

La Société classe actuellement ses instruments financiers dérivés en tant que passifs financiers évalués à la juste valeur.

La Société décomptabilise un passif financier lorsque les obligations contractuelles qui y sont rattachées sont exécutées, annulées ou qu'elles expirent.

Les actifs et les passifs financiers sont compensés et le montant net est présenté dans l'état consolidé de la situation financière uniquement lorsque la Société a le droit juridique de compenser les montants comptabilisés et qu'elle a l'intention soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Les instruments financiers sont classés dans l'un des niveaux de la hiérarchie des justes valeurs, comme suit :

- Niveau 1 : Évaluation en fonction des prix cotés (non ajustés) sur des marchés actifs auxquels l'entité a accès à la date d'évaluation pour des actifs ou des passifs identiques.
- Niveau 2 : Techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif, autres que les prix cotés du niveau 1, qui sont observables directement (c'est-à-dire les prix) ou indirectement (c'est-à-dire dérivés à partir des prix).
- Niveau 3 : Techniques d'évaluation en fonction des données sur l'actif ou le passif qui ne s'appuient pas sur des données de marché observables (données non observables).

La hiérarchie des justes valeurs exige l'utilisation de données observables sur le marché chaque fois que de telles données existent. Un instrument financier est classé au niveau le plus bas de la hiérarchie pour lequel une donnée importante a été prise en compte dans l'évaluation à la juste valeur. La Société comptabilise les transferts entre les niveaux de la hiérarchie des justes valeurs à la fin de la période de présentation de l'information financière durant laquelle le changement est survenu.

Dépréciation des actifs financiers

La Société estime de manière prospective les pertes de crédit attendues liées aux actifs financiers comptabilisés au coût amorti. La méthodologie de dépréciation appliquée dépend de l'existence ou non d'une augmentation considérable du risque de crédit. En ce qui concerne les créances clients, la Société évalue les corrections de valeur pour pertes à un montant équivalant aux pertes de crédit attendues pour la durée de vie, comme le permet IFRS 9 aux termes de la méthode simplifiée. La Société comptabilise en résultat net à titre de gain ou perte de valeur le montant des pertes (ou reprises de perte) de crédit attendues qui est requis pour ramener le solde de la correction de valeur pour pertes en date de clôture au montant qu'elle est tenue de comptabiliser.

Relations de couverture

La Société utilise des instruments financiers dérivés pour couvrir son exposition au risque de marché. Lors de la désignation initiale de nouveaux éléments de couverture, la Société constitue une documentation formelle de la relation entre les instruments de couverture et les éléments couverts, y compris les objectifs et la stratégie de gestion des risques à adopter pour l'opération de couverture, ainsi que des méthodes qui serviront à évaluer l'efficacité de la relation de couverture. La Société évalue, tant au commencement de la relation de couverture que sur une base continue, si les instruments de couverture seront efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts respectifs au cours de la période pour laquelle la couverture est désignée.

Pour la couverture de flux de trésorerie d'une transaction prévue, cette dernière doit être hautement probable et doit comporter une exposition aux variations de flux de trésorerie qui pourraient, ultimement, affecter le résultat net présenté.

Les instruments dérivés sont comptabilisés initialement à la juste valeur, et les coûts de transaction attribuables sont comptabilisés en résultat net à mesure qu'ils sont engagés. Après leur comptabilisation initiale, les instruments dérivés sont évalués à la juste valeur, et les changements connexes sont comptabilisés comme il est décrit ci-dessous.

Couvertures de flux de trésorerie

Lorsqu'un instrument dérivé est désigné comme instrument de couverture pour couvrir la variabilité des flux de trésorerie imputable au risque particulier lié à un actif ou à un passif comptabilisé ou à une transaction prévue hautement probable pouvant avoir une incidence sur le résultat net, la partie efficace des variations de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global et présentée dans le cumul des autres éléments du résultat global en tant que capitaux propres. Le montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est transféré en résultat net au même poste que l'élément couvert dans le compte consolidé de résultat, au cours de la période où les flux de trésorerie couverts ont une incidence sur le résultat net. Toute partie inefficace des variations de la juste valeur de l'instrument dérivé est comptabilisée immédiatement en résultat net. Si l'instrument de couverture ne répond plus aux critères de comptabilité de couverture, qu'il arrive à expiration, qu'il est vendu, résilié ou exercé, la comptabilité de couverture cesse d'être appliquée de façon prospective. Le montant cumulatif du profit ou de la perte comptabilisé précédemment dans les autres éléments du résultat global demeure dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à ce que la transaction prévue influe sur le résultat net. Si la transaction prévue n'est plus susceptible de se produire, le solde du cumul des autres éléments du résultat global est immédiatement comptabilisé en résultat net.

Couvertures d'investissement net dans des établissements à l'étranger

La Société applique la méthode de comptabilité de couverture aux écarts de change entre la monnaie fonctionnelle de l'établissement à l'étranger et celle de la Société (le dollar canadien).

Les écarts de change découlant de la conversion d'un passif financier désigné comme élément de couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global dans la mesure où l'élément de couverture est efficace, et sont présentés dans les capitaux propres dans le cumul des autres éléments du résultat global. Toute tranche inefficace des variations des instruments de couverture est comptabilisée directement en résultat net. Lorsqu'il y a cession de la portion couverte d'un investissement net, le montant approprié du cumul des autres éléments du résultat global est reclassé dans le compte de résultat en tant que profit ou perte à la cession.

Dérivés incorporés

Les dérivés incorporés dans des contrats hôtes non dérivés sont comptabilisés en tant que dérivés séparés lorsqu'ils correspondent à la définition d'un dérivé, que leurs risques et leurs caractéristiques ne sont pas étroitement liés à ceux des contrats hôtes et que les contrats ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net.

Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle dans l'actif net des filiales consolidées sont présentées séparément des capitaux propres de la Société. Les participations des actionnaires ne détenant pas le contrôle peuvent initialement être évaluées à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, ou selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle dans les montants comptabilisés des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise. Le choix de la méthode d'évaluation doit être effectué pour chaque acquisition. Après l'acquisition, les participations ne donnant pas le contrôle sont composées du montant attribué à ces participations au moment de la comptabilisation initiale et de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans la variation des capitaux propres depuis la date de l'acquisition.

Comptabilisation des produits

Les produits sont comptabilisés à mesure que la Société remplit son obligation de prestation, ce qui survient au moment de la livraison de l'électricité à des tarifs qui sont conformes aux CAÉ conclus auprès des services publics acquéreurs sur le marché commercial, ou au moment de la réception d'indemnités versées par des assureurs ou des fournisseurs pour pertes de revenus s'il est pratiquement certain que l'indemnité sera reçue. Les pénalités pour non-production d'électricité sont enregistrées au moment où il est hautement probable que le montant sera payable en réduction des produits sur la durée restante du contrat de vente d'énergie.

Aide publique

L'aide publique sous la forme de subventions ou de crédits d'impôt à l'investissement remboursables est comptabilisée dans les états financiers consolidés lorsqu'il y a une assurance raisonnable que la Société a respecté toutes les conditions inhérentes à l'obtention de cette aide.

La Société a droit à des subventions dans le cadre du programme écoÉNERGIE. Les subventions sont de l'ordre de 1 ¢ par kilowattheure produit au cours des 10 premières années suivant la mise en service de chaque installation. Les centrales hydroélectriques Ashlu Creek (jusqu'en novembre 2019), Douglas Creek (jusqu'en octobre 2019), Fire Creek (jusqu'en octobre 2019), Stokke Creek (jusqu'en octobre 2019), Tipella Creek (jusqu'en octobre 2019), Lamont Creek (jusqu'en avril 2020), Upper Stave River (jusqu'en avril 2020) et Toba Montrose (jusqu'en septembre 2020) et le parc éolien Dokie ont droit aux subventions. Le montant brut des subventions obtenues dans le cadre du programme écoÉNERGIE de 427 \$ (6 417 \$ en 2019) est inclus dans les produits.

La Société engage des dépenses au titre du développement d'énergies renouvelables, dépenses qui donnent droit à des crédits d'impôt à l'investissement remboursables. Ces crédits d'impôt sont établis en fonction des montants que la direction prévoit recouvrer et ils peuvent faire l'objet d'un audit par les autorités fiscales. Les crédits d'impôt à l'investissement concernant les dépenses au titre du développement d'énergies renouvelables sont comptabilisés sous forme de réduction du coût des actifs ou des charges auxquels ils se rapportent.

Les lois fiscales actuelles des États-Unis permettent aux projets éoliens de recevoir des crédits d'impôt sur la production gagnés pour chaque MWh de production au cours des dix premières années d'exploitation du projet et qui sont comptabilisés dans le montant net des autres produits.

Avantages sociaux

Les obligations au titre des avantages du personnel à court terme sont évaluées sur une base non actualisée et sont passées en charges à mesure que les services correspondants sont rendus. Un passif égal au montant que la Société s'attend à payer aux termes de plans d'intéressement et d'attribution de primes en trésorerie à court terme est comptabilisé si la Société a une obligation actuelle, juridique ou implicite de payer ce montant au titre des services passés rendus par les membres du personnel, et si une estimation fiable de l'obligation peut être effectuée.

Les prestations de cessation d'emploi sont comptabilisées en charges à la première des dates suivantes : la date où la Société ne peut plus retirer son offre de prestations ou la date où la Société comptabilise les coûts d'une restructuration. Si le règlement intégral des prestations n'est pas attendu dans les douze mois qui suivent la date de clôture, ces dernières sont comptabilisées à leur valeur actualisée.

Paiement fondé sur des actions et réglé en titres de capitaux propres

Régime d'options d'achat d'actions

La Société évalue les attributions d'options d'achat d'actions réglées en instruments de capitaux propres au moyen de la méthode de la comptabilisation à la juste valeur. La charge est évaluée à la juste valeur de l'attribution, à la date d'attribution, et est comptabilisée sur la période d'acquisition des droits d'après l'estimation de la Société en ce qui a trait au nombre de droits relatifs aux options qui vont éventuellement devenir acquis. Les droits relatifs aux attributions d'options d'achat d'actions réglées en instruments de capitaux propres qui deviennent acquis graduellement sont comptabilisés comme une attribution distincte et évalués à la juste valeur de façon séparée. La juste valeur des options est amortie en résultat sur la période d'acquisition des droits, un montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions étant porté aux capitaux propres. Dans le cas des options frappées de déchéance avant l'acquisition des droits, les charges de rémunération qui avaient déjà été comptabilisées et le montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions dans les capitaux propres sont contre-passés. Lorsque les options sont exercées, le montant correspondant au titre du paiement fondé sur des actions dans les capitaux propres et le produit reçu par la Société sont portés au crédit du capital social.

Régime d'actions liées au rendement (« ALR »)

La Société évalue les attributions réglées en instruments de capitaux propres au moyen de la méthode de la comptabilisation à la juste valeur. La charge est évaluée à la juste valeur de l'attribution, à la date d'attribution, d'après l'estimation de la Société en ce qui a trait au nombre de droits d'actions liées au rendement qui vont à terme devenir acquis. La Société a pour pratique de faire acheter par le fiduciaire le même nombre d'actions sur le marché secondaire à la date d'attribution. La juste valeur correspondante est imputée au capital des actions ordinaires. La charge de rémunération fondée sur des actions est ensuite comptabilisée sur la période d'acquisition des droits, un montant correspondant étant inclus dans le surplus d'apport. Dans le cas des actions frappées de déchéance avant l'acquisition des droits, la charge qui avait déjà été comptabilisée est reprise. À la date d'acquisition des droits, chaque droit d'action liée au rendement donne droit à son porteur d'acquérir une action ordinaire de la Société dont tous les dividendes réinvestis sont accumulés à partir de la date d'attribution.

Paiement fondé sur des actions réglé en trésorerie

En vertu du régime d'unités d'actions différées de la Société, les administrateurs et les dirigeants peuvent choisir de recevoir la totalité ou une partie de leur rémunération sous forme d'unités d'actions différées à la place d'une rémunération en trésorerie. Les paiements fondés sur des actions réglés en trésorerie de la Société, ainsi que le passif correspondant, sont évalués à la juste valeur à la date d'attribution. Tant que le passif n'est pas réglé, la juste valeur du passif est réévaluée à la fin de chaque période de présentation de l'information financière et à la date du règlement, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée en résultat net. Les unités d'actions différées ne peuvent être rachetées contre trésorerie avant que l'administrateur ne quitte le conseil d'administration ou que le dirigeant ne quitte la Société.

Conversion de devises

La Société et ses filiales déterminent chacune leur monnaie fonctionnelle sur la base de la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elles exercent leurs activités. Les transactions libellées en une devise autre que la monnaie fonctionnelle de l'entité sont converties au taux de change en vigueur à la date de transaction. Les écarts de change connexes sont inclus dans le résultat net de chaque entité pour la période au cours de laquelle ils surviennent.

Les établissements à l'étranger de la Société sont convertis dans la monnaie de présentation de la Société à des fins d'inclusion dans les états financiers consolidés. Les actifs et les passifs monétaires et non monétaires libellés en devises étrangères des établissements à l'étranger sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de la période de présentation de l'information financière. Les produits et les charges sont convertis aux taux de change en vigueur à la date de transaction. L'écart de change connexe est inclus dans les autres éléments du résultat global, et le cumul de l'écart est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. Les montants antérieurement comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat lorsqu'une réduction de l'investissement net survient.

La Société désigne une portion de ses contrats de change à terme comme couverture de son investissement dans ses établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est l'euro. L'écart de change sur la portion de sa dette et de ses contrats de change à terme désignée comme couverture est inclus dans les autres éléments du résultat global, et le cumul de l'écart est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. L'écart lié à la tranche des contrats de change à terme qui excède l'investissement dans les filiales étrangères est comptabilisé immédiatement en résultat. L'écart sur les instruments de couverture liés à la tranche efficace de la couverture accumulée dans la réserve au titre de l'écart de change est reclassé en résultat de la même façon que l'écart de change lié aux établissements à l'étranger. La Société prépare une documentation en bonne et due forme concernant ces couvertures. La Société détermine à chacun des trimestres si les relations de couverture permettent de compenser efficacement l'écart de change sur son investissement dans ses établissements à l'étranger dont la monnaie fonctionnelle est l'euro.

Les taux de change des devises utilisées dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés sont les suivants :

	Taux de change aux		Taux de change moyen pour les exercices	
	31 décembre 2020	31 décembre 2019	2020	2019
Euro	1,5608	1,4583	1,5537	1,4856
Dollar américain	1,2732	1,2988	1,3030	1,3269

Les taux de change liés à la filiale islandaise de la Société, HS Orka, qui a été cédée le 23 mai 2019, étaient les suivants :

	Taux de change au	Taux de change moyen pour la
	23 mai 2019	période close le
		23 mai 2019
Couronne islandaise	0,0109	0,0111

Impôt sur le résultat

L'impôt exigible et l'impôt différé sont comptabilisés en résultat, sauf dans la mesure où l'impôt est généré par un regroupement d'entreprises ou par des éléments comptabilisés en autres éléments du résultat global ou directement en capitaux propres.

L'impôt exigible correspond au montant prévu de l'impôt sur le bénéfice imposable ou la perte fiscale pour l'exercice, calculé selon les taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture et compte tenu de tout ajustement lié aux exercices précédents.

L'impôt différé est comptabilisé relativement aux différences temporaires entre la valeur comptable des actifs et des passifs aux fins de la présentation de l'information financière et la valeur utilisée aux fins de l'impôt. L'impôt différé est calculé selon le taux d'impôt qui devrait être appliqué aux différences temporaires lorsqu'elles se résorberont, selon les lois adoptées ou quasi adoptées à la date de clôture.

En ce qui a trait aux filiales, l'impôt différé n'est pas comptabilisé pour les différences temporaires entre la valeur comptable des placements et leur valeur fiscale, à moins qu'il ne soit prévu que ces différences se résorbent dans un avenir prévisible.

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés dans la mesure où il est probable qu'il existera un bénéfice imposable auquel pourront être imputées les différences temporaires.

Les actifs et passifs d'impôt différé peuvent être compensés si l'entité a un droit juridiquement exécutoire de compenser des actifs et passifs d'impôt exigible, et si les actifs et passifs d'impôt différé concernent des impôts sur le résultat prélevés par la même administration fiscale, soit sur la même entité imposable, soit sur des entités imposables différentes qui ont l'intention soit de régler les passifs d'impôt exigible et de réaliser les actifs d'impôt exigible sur la base de leur montant net, soit de réaliser les actifs et de régler les passifs simultanément.

Bénéfice (perte) par action

La Société présente le résultat de base et le résultat dilué par action pour ses actions ordinaires. Le bénéfice (la perte) par action de base est calculé en divisant le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la Société par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation au cours de la période, ajusté selon le nombre d'actions ordinaires détenues en fiducie en vertu du régime d'ALR.

La Société utilise la méthode du rachat d'actions pour calculer le bénéfice (la perte) par action dilué. Le bénéfice (la perte) par action dilué est calculé de la même manière que le bénéfice (la perte) par action, sauf que le nombre moyen pondéré d'actions en circulation est majoré du nombre d'actions supplémentaires découlant de la conversion présumée des débetures convertibles et de l'exercice présumé des options d'achat d'actions, si l'effet est dilutif. Le nombre d'actions supplémentaires est calculé en supposant que les débetures convertibles ont été converties et que les options d'achat d'actions en circulation ont été exercées, et que le produit de ces exercices a été utilisé pour acquérir des actions au cours du marché moyen de l'exercice.

Changements de méthodes comptables

Le 1er janvier 2020, la Société a adopté les nouvelles normes comptables et interprétations suivantes, lesquelles n'ont pas eu d'incidence importante sur les présents états financiers consolidés audités.

Modifications de la définition de « significatif »

Le 31 octobre 2018, l'IASB a publié Définition du terme « significatif » (modification d'IAS 1, *Présentation des états financiers*, et d'IAS 8, *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs*), qui clarifie la définition de ce terme et harmonise cette définition avec celle utilisée dans le Cadre conceptuel et avec les normes elles-mêmes.

Modifications des références au Cadre conceptuel

Conjointement avec le cadre conceptuel révisé publié en mars 2018, l'IASB a également publié Modifications des références au Cadre conceptuel dans les normes IFRS.

Modifications d'IFRS 3, Regroupements d'entreprises

Le 22 octobre 2018, l'IASB a publié Définition d'une entreprise (modifications d'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*) qui vise à résoudre les difficultés qui surviennent lorsqu'une entité détermine si elle a acquis une entreprise ou un groupe d'actifs.

Régime d'actions liées au rendement

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, la Société a procédé à un changement de la méthode de comptabilisation aux termes d'IFRS 2 de son régime d'actions liées au rendement, lequel était auparavant comptabilisé comme un régime de rémunération fondée sur des actions réglées en trésorerie. Selon la méthodologie révisée, le régime d'actions liées au rendement a été réévalué comme étant un régime réglé en titres de capitaux propres, ce qui a entraîné le reclassement de la réserve au titre du régime d'actions liées au rendement du 1er janvier 2020 d'un montant de 6 340 \$ des fournisseurs et autres créditeurs au surplus d'apport. La modification a été appliquée au cours du quatrième trimestre 2020 et les chiffres comparatifs n'ont pas été ajustés.

Nouvelles normes comptables et interprétations publiées, mais non encore adoptées

Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants (modifications d'IAS 1)

Le 23 janvier 2020, l'IASB a publié des modifications d'IAS 1, *Présentation des états financiers*, qui visent à clarifier le classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants. Le 15 juillet 2020, l'IASB a publié une modification afin de reporter la date d'entrée en vigueur d'un an. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2023. L'adoption anticipée est permise. L'incidence sur la Société est en cours d'évaluation par la direction.

Modifications d'IAS 16, Immobilisations corporelles – Produit de la vente avant l'utilisation prévue

Le 14 mai 2020, l'IASB a publié *Immobilisations corporelles – Produit de la vente avant l'utilisation prévue* (modifications d'IAS 16). Les modifications empêchent une entité de déduire du coût d'une immobilisation corporelle le produit de la vente des éléments qui ont été produits pendant que l'immobilisation est amenée à l'emplacement et mise dans l'état nécessaire pour permettre son exploitation de la manière prévue par la direction. L'entité comptabilise plutôt le produit de la vente de ces articles, ainsi que les coûts de production de ces articles, en résultat net. Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2022. L'adoption anticipée est autorisée. Toutefois, la Société ne prévoit pas de se prévaloir de cette option. L'application de cette norme ne devrait pas avoir d'incidence significative sur la Société.

Réforme des taux d'intérêt de référence, phase 2 (modifications d'IFRS 9, d'IFRS 7 et d'IFRS 16)

Le 27 août 2020, l'IASB a parachevé sa réponse à la réforme des taux interbancaires et autres taux d'intérêt de référence en cours en publiant un ensemble de modifications aux normes IFRS. Ces modifications complètent celles publiées en 2019 dans le cadre de la phase 1 des modifications et traitent essentiellement de ce qui suit :

- modifications touchant les flux de trésorerie contractuels : une société n'aura pas à décomptabiliser la valeur comptable des instruments financiers pour tenir compte des changements requis par la réforme, et devra plutôt mettre à jour le taux d'intérêt effectif pour refléter le remplacement du taux de référence par un taux de référence alternatif;
- comptabilité de couverture : la Société n'aura pas à cesser d'appliquer la comptabilité de couverture uniquement en raison de changements requis par la réforme si la couverture répond aux autres critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture;
- informations à fournir : la Société devra fournir des informations sur les nouveaux risques découlant de la réforme et sur sa manière de gérer le passage aux taux de référence alternatifs.

Les modifications entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1er janvier 2021. L'adoption anticipée est permise. L'incidence sur la Société est en cours d'évaluation par la direction.

3. RECOURS AU JUGEMENT ET UTILISATION D'ESTIMATIONS

Principales estimations et hypothèses

La préparation d'états financiers consolidés conformes aux IFRS exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les actifs et les passifs présentés, sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers de même que sur les montants comptabilisés à l'égard des produits et des charges au cours de la période concernée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Au cours des périodes considérées, la direction a fait un certain nombre d'estimations et formulé des hypothèses portant principalement sur la détermination du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur une entreprise, le calcul de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans les acquisitions d'entreprises, les durées d'utilité, la dépréciation d'actifs, les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la juste valeur des actifs et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés, les financements de partage fiscal et l'efficacité des relations de couverture. Ces estimations et ces hypothèses se fondent sur les conditions de marché actuelles, sur la ligne de conduite que la direction prévoit adopter, de même que sur des hypothèses concernant les activités et les conditions économiques à venir. Les montants inscrits pourraient varier considérablement si les hypothèses et les estimations changeaient. Ces estimations font l'objet d'une révision périodique. Au fur et à mesure que des ajustements s'avèrent nécessaires, ceux-ci sont constatés dans les résultats de la période au cours de laquelle ils sont effectués.

Jugements et estimations critiques

Détermination du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur une entreprise

Pour déterminer si la Société exerce un contrôle, un contrôle conjoint ou une influence notable sur une entreprise, la Société doit émettre des hypothèses et formuler des jugements dans le cadre de l'évaluation des exigences de classement. Plus particulièrement, la Société exerce son jugement pour déterminer si des filiales non entièrement détenues sont contrôlées par la Société, ce qui suppose une évaluation des éléments suivants : i) la manière dont les décisions concernant les activités pertinentes de l'entreprise détenue sont prises; ii) si les droits des autres co-investisseurs sont de nature protectrice ou substantielle; et iii) la capacité de la Société à influencer les rendements de l'entreprise détenue.

Juste valeur des acquisitions d'entreprises

La Société procède à un certain nombre d'estimations lorsqu'elle détermine la juste valeur à la date d'acquisition de la contrepartie transférée, des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'une acquisition d'entreprise. La juste valeur estimative est calculée au moyen de techniques fondées sur les flux de trésorerie futurs actualisés. Les flux de trésorerie futurs peuvent être influencés par un certain nombre d'hypothèses, notamment celles portant sur la production d'électricité, la durée des projets, les prix de vente, les coûts d'exploitation, les dépenses d'investissement, le taux de croissance et le taux d'actualisation. La probabilité que le développement de projets soit possible est aussi évaluée en fonction de l'environnement commercial concurrentiel et de la volonté des autorités gouvernementales de fournir des sources additionnelles d'énergie.

Durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles

Les immobilisations corporelles et incorporelles représentent une partie importante du total de l'actif de la Société. La Société estime la durée d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles sur une base annuelle et ajuste l'amortissement de façon prospective, si nécessaire.

Dépréciation des actifs non financiers

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins de la détermination de la valeur recouvrable d'un actif ou d'une unité génératrice de trésorerie au moyen des calculs de la valeur d'utilité fondés sur les flux de trésorerie futurs actualisés. Les flux de trésorerie futurs peuvent être influencés par un certain nombre d'hypothèses, notamment celles portant sur la production d'électricité, la durée des projets, les prix de vente, les coûts d'exploitation, les dépenses d'investissement, le taux de croissance et le taux d'actualisation.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La Société effectue un certain nombre d'estimations aux fins du calcul de la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, qui représente la valeur actualisée des coûts futurs de remise en état pour divers projets. Les estimations de ces coûts sont tributaires des coûts de la main-d'œuvre, de l'efficacité des mesures correctrices et de remise en état, des taux d'inflation, des taux d'actualisation qui reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et les risques propres à l'obligation, ainsi que du calendrier des sorties de fonds.

Instruments financiers évalués à la juste valeur

Pour évaluer les instruments financiers à la juste valeur, la Société formule des estimations et pose des hypothèses, y compris des estimations et des hypothèses sur les prix à terme de l'électricité, les taux d'intérêt, les écarts de crédit et les taux de change. Pour obtenir de plus amples renseignements, se reporter à la note 28 – Informations à fournir à l'égard de la gestion des risques financiers et de la juste valeur.

Financement par participation au partage fiscal

Lorsqu'un partenariat de partage fiscal est constitué, la Société exerce son jugement pour déterminer si elle conserve le contrôle de l'entité et pour évaluer le classement approprié de l'apport de l'investisseur participant au partage fiscal, qui présente généralement les caractéristiques d'un passif puisque les arrangements sont faits de sorte que l'apport est remboursé au fil du temps jusqu'à ce que l'investisseur participant au partage fiscal ait atteint un taux de rendement convenu. Un jugement doit également être exercé pour évaluer la nature de la participation de l'investisseur participant au partage fiscal après que celui-ci a atteint le taux de rendement convenu : une telle participation présente généralement les caractéristiques des capitaux propres, puisque l'investisseur participant au partage fiscal conserve le droit à une partie des rendements variables du partenariat et partage une participation résiduelle dans les actifs nets du partenariat.

Les investisseurs participant au partage fiscal exigent généralement une attribution précise des distributions en trésorerie et des attributs fiscaux du projet tels que les crédits d'impôt sur la production, les crédits d'impôt à l'investissement et le bénéfice ou la perte imposable, y compris l'amortissement fiscal accéléré. Des estimations sont formulées lors de la détermination du montant et de l'attribution des distributions en trésorerie et des attributs fiscaux aux investisseurs participant au partage fiscal, et elles peuvent être influencées par un certain nombre d'hypothèses, notamment celles portant sur la production d'électricité, les prix de vente, les coûts d'exploitation et les montants d'impôt.

Couverture

La Société évalue, tant au commencement de la relation de couverture que sur une base continue, si les instruments de couverture seront efficaces pour compenser les variations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des éléments couverts respectifs au cours de la période pour laquelle la couverture est désignée.

Plus particulièrement, la Société peut, de temps à autre, conclure des contrats à long terme de couverture du prix de l'électricité. Dans le cadre de la détermination de la juste valeur, la Société formule certaines hypothèses, fait certaines estimations et pose certains jugements concernant des événements futurs. Les prix de l'électricité futurs provisionnels non observables sont par nature subjectifs et ont une incidence sur la variation de la juste valeur comptabilisée dans les comptes consolidés de résultat.

4. ACQUISITIONS D'ENTREPRISES

a. Acquisition de Mountain Air Alternatives LLC

Le 15 juillet 2020, la Société a acquis toutes les actions de catégorie B en circulation de Mountain Air Alternatives LLC (« Mountain Air »), qui détient un portefeuille de six parcs éoliens en exploitation dans le comté d'Elmore, en Idaho, aux États-Unis. Les actions de catégorie B de Mountain Air ont été acquises contre une contrepartie en trésorerie totale de 56 751 \$ US (77 272 \$), financée entièrement par les facilités de crédit renouvelables de la Société. L'acquisition de Mountain Air a permis d'ajouter une puissance installée brute additionnelle de 138 MW au portefeuille de la Société.

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 861 \$, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres produits aux comptes consolidés de résultat.

Le placement a été comptabilisé comme un regroupement d'entreprises et les résultats ont été inclus aux comptes consolidés de résultat depuis la date de l'acquisition. Les produits et le bénéfice net présentés aux comptes consolidés de résultat se sont chiffrés à 16 995 \$ et à 2 815 \$, respectivement, pour la période de 169 jours close le 31 décembre 2020. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2020, les produits et le bénéfice net consolidés auraient augmenté de 19 656 \$ et de 2 942 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2020 au 31 décembre 2020.

Le tableau suivant reflète les montants comptabilisés des actifs nets acquis et des passifs nets repris, à la juste valeur, à la date de l'acquisition.

	Comptabilisation de l'acquisition	
	En \$ US	En \$ CA
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 864	5 261
Liquidités soumises à restrictions	4 544	6 187
Débiteurs	1 482	2 018
Charges payées d'avance et autres	188	256
Immobilisations corporelles	16 608	22 614
Immobilisations incorporelles	207 201	282 125
Goodwill	10 378	14 131
Fournisseurs et autres créditeurs	(816)	(1 111)
Instruments financiers dérivés	(1 520)	(2 070)
Prêts et emprunts à long terme	(126 507)	(172 252)
Autres passifs	(1 900)	(2 587)
Passifs d'impôt différé	(10 378)	(14 131)
Participations ne donnant pas le contrôle	(46 393)	(63 169)
Actifs nets acquis	56 751	77 272

La juste valeur des immobilisations incorporelles, qui sont composées d'un contrat d'achat d'électricité, a été calculée selon une approche par le résultat, soit la méthode des pertes de profit (ou « avec ou sans »). La juste valeur des immobilisations corporelles a été établie au moyen d'un modèle d'actualisation des flux de trésorerie. Les prêts et emprunts à long terme ont été évalués en utilisant un modèle d'actualisation des flux de trésorerie.

Le goodwill provient de la comptabilisation de passifs d'impôt différé. Aucun montant de goodwill ne devrait être déductible à des fins fiscales.

Les participations ne donnant pas le contrôle sont détenues par l'investisseur participant au partage fiscal initial, qui a droit à 37,75 % des distributions en espèces étant donné que le projet a été acquis après la date de basculement. La juste valeur des participations ne donnant pas le contrôle dans Mountain Air Alternatives LLC, une société non cotée en bourse, a été estimée au moyen d'une approche par le résultat.

b. Acquisition de PV Salvador SPA

Le 14 mai 2020, la Société a acquis toutes les actions en circulation de PV Salvador SpA (« Salvador »), un parc solaire photovoltaïque situé au Chili, y compris des contrats de couverture du prix de l'électricité basés sur la demande d'une durée de 11 ans couvrant une production totale d'électricité de 54,6 GWh par année. Salvador a été acquise contre une contrepartie en trésorerie totale de 66 051 \$ US (92 953 \$), financée entièrement par les facilités de crédit renouvelables de la Société. L'acquisition de Salvador a permis d'ajouter une puissance installée brute additionnelle de 68 MW au portefeuille de la Société.

L'acquisition a donné lieu à des coûts de transaction de 803 \$, qui ont été passés en charges dans le montant net des autres produits aux comptes consolidés de résultat.

Le placement a été comptabilisé comme un regroupement d'entreprises et les résultats ont été inclus aux comptes consolidés de résultat depuis la date de l'acquisition. Les produits et le bénéfice net présentés aux comptes consolidés de résultat se sont chiffrés à 4 649 \$ et à 3 599 \$, respectivement, pour la période de 231 jours close le 31 décembre 2020. Si l'acquisition avait eu lieu le 1er janvier 2020, les produits et le bénéfice net consolidés auraient augmenté de 5 422 \$ et de 253 \$, respectivement, pour la période allant du 1er janvier 2020 au 31 décembre 2020.

Le tableau suivant reflète les montants comptabilisés des actifs nets acquis et des passifs nets repris, à la juste valeur, à la date de l'acquisition.

	Comptabilisation de l'acquisition	
	En \$ US	En \$ CA
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 254	3 172
Débiteurs	2 527	3 555
Charges payées d'avance et autres	1 253	1 764
Immobilisations corporelles	43 361	61 022
Immobilisations incorporelles	3 323	4 676
Instruments financiers dérivés	18 694	26 308
Actifs d'impôt différé	5 048	7 104
Fournisseurs et autres créditeurs	(2 279)	(3 207)
Autres passifs	(3 082)	(4 337)
Passifs d'impôt différé	(5 048)	(7 104)
Actifs nets acquis	66 051	92 953

La juste valeur des immobilisations incorporelles, qui sont composées des licences et des permis d'exploitation, a été calculée au moyen d'un modèle d'actualisation des flux de trésorerie. La juste valeur des immobilisations corporelles a été établie au moyen d'un modèle d'actualisation des flux de trésorerie.

5. ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le 23 mai 2019, la Société a vendu sa filiale en propriété exclusive, Magma Energy Sweden A.B., qui détenait une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka hf (« HS Orka »), à Jarðvarmi slhf. Les ajustements de clôture de la vente ont été finalisés en juillet 2019.

Le tableau suivant présente un sommaire du bénéfice net découlant des activités abandonnées :

	Exercice clos le 31 décembre 2019
Produits	40 006
Charges	39 677
Quote-part du bénéfice des coentreprises et des entreprises associées	(3 718)
Bénéfice avant impôt sur le résultat	4 047
Recouvrement d'impôt	(40)
Bénéfice net découlant des activités abandonnées avant les éléments suivants :	4 087
Profit sur la vente de la filiale	(17 728)
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	21 815
Autres éléments du résultat global découlant des activités abandonnées	3 928
Total du résultat global découlant des activités abandonnées	25 743
Bénéfice net découlant des activités abandonnées attribuable aux éléments suivants :	
Propriétaires de la société mère	19 682
Participations ne donnant pas le contrôle	2 133
	21 815
Total du résultat global découlant des activités abandonnées attribuable aux :	
Propriétaires de la société mère	42 832
Participations ne donnant pas le contrôle	(17 089)
	25 743
Bénéfice net par action découlant des activités abandonnées :	
Bénéfice net par action, de base (\$)	0,15
Bénéfice net par action, dilué(e) (\$)	0,15

6. CHARGES PAR NATURE

Les charges d'exploitation, les charges générales et administratives et les charges liées aux projets potentiels, présentés dans les états consolidés du résultat net, ont été regroupées selon la nature des charges, comme suit :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019
Exploitation et entretien	72 733	55 276
Impôts fonciers et redevances	41 764	28 104
Salaires et avantages	39 615	38 109
Assurances	10 503	6 046
Honoraires professionnels	8 889	6 248
Charges liées aux projets potentiels	8 844	5 344
Autres charges	6 711	6 635
Charges administratives	2 039	2 105
Total des charges d'exploitation, des charges générales et administratives et des charges liées aux projets potentiels	191 098	147 867

7. CHARGES FINANCIÈRES

	Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019
Charges d'intérêts sur les emprunts de sociétés et les emprunts liés aux projets à long terme	171 877	181 586
Charges d'intérêts sur le financement de partage fiscal	25 169	9 319
Charge d'intérêts sur les débetures convertibles	13 800	12 014
Amortissement des frais de financement	9 453	10 760
Charges de désactualisation des autres passifs	5 112	4 495
Intérêts sur les obligations locatives	4 040	2 925
Intérêts compensatoires au titre de l'inflation	1 797	5 171
Désactualisation des prêts et emprunts à long terme	1 493	1 007
Produits d'intérêts sur les actions privilégiées des entreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(4 975)	—
Autres	5 377	4 489
	233 143	231 766

8. AUTRES PRODUITS

	Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019
Crédits d'impôt sur la production	(43 850)	(11 238)
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	(21 050)	(88 402)
Domages-intérêts	(5 762)	(2 950)
Perte réalisée sur les contreparties conditionnelles	3 021	—
Coûts de transaction liés aux acquisitions d'entreprises	1 664	266
Coûts de restructuration	1 157	1 823
Profit découlant de la modification de la dette	—	(2 883)
Autres, montant net	(734)	(1 259)
	(65 554)	(104 643)

9. PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES ET DES ENTREPRISES ASSOCIÉES

9.1 Informations détaillées sur les coentreprises et les entreprises associées significatives

Coentreprises et entreprises associées	Activité principale	Lieu de constitution et lieu où sont exercées la plupart des activités	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par la Société	
			31 décembre 2020	31 décembre 2019
Energía Llaima	Posséder et exploiter trois centrales hydroélectriques et un parc solaire	Chili	50 %	50 %
Toba Montrose	Posséder et exploiter deux centrales hydroélectriques	Colombie-Britannique	40 %	40 %
Shannon	Posséder et exploiter un parc éolien	Texas	50 %	50 %
Flat Top ¹	Posséder et exploiter un parc éolien	Texas	51 %	51 %
Dokie	Posséder et exploiter un parc éolien	Colombie-Britannique	25,5 %	25,5 %
Jimmie Creek ¹	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Colombie-Britannique	50,99 %	50,99 %
Umbata Falls	Posséder et exploiter une centrale hydroélectrique	Ontario	49 %	49 %
Viger-Denonville	Posséder et exploiter un parc éolien	Québec	50 %	50 %
Innavik	Développer et construire une centrale hydroélectrique	Québec	50 %	50 %

1. La Société ne consolide pas ces entités étant donné qu'elle ne contrôle pas la prise de décision.

Le sommaire de l'information financière présentée ci-dessous représente des montants indiqués dans les états financiers des coentreprises et des entreprises associées qui ont été préparés selon les IFRS et après ajustement pour tenir compte des ajustements de la juste valeur à l'acquisition et des différences de méthodes comptables.

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Exercice clos le 31 décembre 2020								
	Energía Llaima ¹	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik
Produits	46 524	77 602	12 808	16 620	42 569	20 133	7 834	11 554	—
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	15 956	17 371	11 419	11 302	9 258	3 401	1 677	1 675	730
	30 568	60 231	1 389	5 318	33 311	16 732	6 157	9 879	(730)
Charges financières	10 037	23 268	14 562	16 599	6 831	9 342	1 949	3 107	—
Crédits d'impôt sur la production	—	—	(23 231)	(29 433)	—	—	—	—	—
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	—	—	392	462	—	—	—	—	—
Autres charges (produits), montant net	8 482	(158)	1 315	(4)	(295)	(25)	444	(38)	(25)
Amortissements	14 874	20 799	13 250	15 971	14 270	4 176	3 991	2 730	—
(Profit net) perte nette sur instruments financiers	—	44	5 118	24 680	—	—	2 931	(422)	1 685
Charge d'impôt sur le résultat	8 646	—	—	—	—	—	—	—	—
(Perte nette) bénéfice net	(11 471)	16 278	(10 017)	(22 957)	12 505	3 239	(3 158)	4 502	(2 390)
Autres éléments du résultat global	—	(9 537)	—	—	—	—	—	(2 666)	—
Total du résultat global	(11 471)	6 741	(10 017)	(22 957)	12 505	3 239	(3 158)	1 836	(2 390)
(Perte nette) bénéfice net attribuable à Innergex	(4 673)	6 511	(5 009)	(11 708)	3 189	1 652	(1 547)	2 251	1 810
Total du résultat global attribuable à Innergex	(4 673)	2 696	(5 009)	(11 708)	3 189	1 652	(1 547)	918	1 810

1. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, la perte nette attribuable aux propriétaires d'Energía Llaima s'est élevée à 9 345 \$ (6 794 \$ en 2019) et la perte nette attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle s'est établie à 2 126 \$ (1 942 \$ en 2019).

Sommaire des comptes de résultat et des états du résultat global

	Exercice clos le 31 décembre 2019								
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger- Denonville	Innavik
Produits	52 301	70 643	19 257	24 405	36 460	21 429	8 223	11 293	—
Charges d'exploitation et frais généraux et administratifs	24 360	16 360	10 799	13 023	8 932	4 447	1 624	2 163	3 620
	27 941	54 283	8 458	11 382	27 528	16 982	6 599	9 130	(3 620)
Charges financières	11 948	27 579	14 659	17 842	9 925	9 380	2 121	3 309	—
Crédits d'impôt sur la production	—	—	(22 646)	(28 430)	—	—	—	—	—
Attributs fiscaux alloués aux investisseurs participant au partage fiscal	—	—	1 119	(10 890)	—	—	—	—	—
Autres charges (produits), montant net	6 413	(666)	359	(69)	(703)	769	(113)	(93)	—
Amortissements	14 389	17 716	13 997	14 687	10 496	4 742	4 010	2 712	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers	—	(1 001)	(3 886)	(40 785)	—	—	595	(459)	—
Charge d'impôt sur le résultat	3 927	—	—	—	—	—	—	—	—
(Perte nette) bénéfice net	(8 736)	10 655	4 856	59 027	7 810	2 091	(14)	3 661	(3 620)
Autres éléments du résultat global	—	(3 503)	—	—	—	—	—	(941)	—
Total du résultat global	(8 736)	7 152	4 856	59 027	7 810	2 091	(14)	2 720	(3 620)
(Perte nette) bénéfice net attribuable à Innergex	(3 397)	4 262	2 428	30 104	1 992	1 066	(7)	1 831	(1 810)
Total du résultat global attribuable à Innergex	(3 397)	2 861	2 428	30 104	1 992	1 066	(7)	1 360	(1 810)

Sommaire des états de la situation financière

Au 31 décembre 2020									
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik
Actifs courants	57 011	31 216	32 500	9 308	18 089	8 520	2 012	3 841	44 808
Actifs non courants	500 573	710 886	342 995	453 659	213 872	223 301	49 178	50 743	53 961
	557 584	742 102	375 495	462 967	231 961	231 821	51 190	54 584	98 769
Passifs courants	14 479	18 397	45 360	37 012	9 140	3 955	5 614	43 647	9 062
Passifs non courants	210 225	542 369	161 432	193 307	129 095	163 988	35 475	10 175	95 717
Capitaux propres (déficit) des associés	271 273	181 336	168 703	232 648	93 726	63 878	10 101	762	(6 010)
Participations ne donnant pas le contrôle	61 607	—	—	—	—	—	—	—	—
	557 584	742 102	375 495	462 967	231 961	231 821	51 190	54 584	98 769

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans les coentreprises et les entreprises associées comptabilisée dans les états financiers consolidés :

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020											
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik ¹	Autres	Total
Solde au 1er janvier 2020	142 266	78 237	91 388	135 205	24 600	33 266	7 794	863	(1 810)	90	511 899
Augmentation de la participation	—	—	—	—	—	—	—	—	—	277	277
Quote-part (de la perte) du bénéfice	(4 673)	6 511	(5 009)	(11 708)	3 189	1 652	(1 547)	2 251	1 810	—	(7 524)
Quote-part des autres éléments du résultat global	—	(3 815)	—	—	—	—	—	(1 333)	—	—	(5 148)
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	(26 659)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(26 659)
Écarts de change	(1 957)	—	(1 171)	(1 392)	—	—	—	—	—	16	(4 504)
Distributions reçues	—	(8 400)	(718)	(3 454)	(3 889)	(2 346)	(1 297)	(1 400)	—	—	(21 504)
Solde au 31 décembre 2020	108 977	72 533	84 490	118 651	23 900	32 572	4 950	381	—	383	446 837

1. Quote-part de la perte non comptabilisée de 3 005 \$ dans Innavik pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Au 31 décembre 2019									
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Innavik
Actifs courants	67 728	27 427	11 435	7 090	19 116	8 699	2 199	2 407	1 795
Actifs non courants	535 024	735 872	374 717	507 887	234 607	226 801	53 101	53 101	15 571
	602 752	763 299	386 152	514 977	253 723	235 500	55 300	55 508	17 366
Passifs courants	17 787	17 921	25 447	32 884	10 897	5 141	2 782	45 859	17 386
Passifs non courants	236 700	549 785	177 929	216 986	146 355	165 119	36 612	7 923	3 600
Capitaux propres (déficit) des associés	284 532	195 593	182 776	265 107	96 471	65 240	15 906	1 726	(3 620)
Participations ne donnant pas le contrôle	63 733	—	—	—	—	—	—	—	—
	602 752	763 299	386 152	514 977	253 723	235 500	55 300	55 508	17 366

Rapprochement du sommaire de l'information financière présentée ci-dessus et de la valeur comptable de la participation dans la coentreprise comptabilisée dans les états financiers consolidés :

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019												
	Energía Llaima	Toba Montrose	Shannon	Flat Top	Dokie	Jimmie Creek	Umbata Falls	Viger-Denonville	Blue Lagoon (note 5)	Innavik	Autres	Total
Solde au 1er janvier 2019	154 299	80 976	95 052	113 355	24 521	36 535	9 406	1 453	136 228	—	87	651 912
Cession d'entreprise	—	—	—	—	—	—	—	—	(136 228)	—	—	(136 228)
Augmentation de la participation	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3	3
Quote-part (de la perte) du bénéfice	(3 397)	4 262	2 428	30 104	1 992	1 066	(7)	1 831	—	(1 810)	—	36 469
Quote-part des autres éléments du résultat global	—	(1 401)	—	—	—	—	—	(471)	—	—	—	(1 872)
Écarts de change	(8 636)	—	(4 379)	(5 872)	—	—	—	—	—	—	—	(18 887)
Distributions reçues	—	(5 600)	(1 713)	(2 382)	(1 913)	(4 335)	(1 605)	(1 950)	—	—	—	(19 498)
Solde au 31 décembre 2019	142 266	78 237	91 388	135 205	24 600	33 266	7 794	863	—	(1 810)	90	511 899

Shannon et Flat Top

Les investisseurs participant au partage fiscal dans des projets éoliens aux États-Unis exigent généralement des garanties liées aux commanditaires comme condition préalable à leur investissement. Afin d'appuyer la participation au partage fiscal dans Shannon et Flat Top, Alterra Power Corp., une filiale d'Innergex, a consenti une garantie qui dédommage les investisseurs participant au partage fiscal respectifs en cas de certaines violations liées aux déclarations, aux garanties et aux clauses restrictives au niveau du projet et à d'autres événements. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.

En raison des conséquences financières défavorables engendrées par les conditions météorologiques extrêmes en février 2021 au Texas (se reporter à la note 35, « Événements postérieurs à la clôture » pour plus d'information), la Société évalue actuellement les répercussions sur les dates du point de basculement des IPF de ses installations au Texas faisant l'objet de couvertures du prix de l'électricité.

Umbata Falls

Le 4 décembre 2020, Innergex a modifié le prêt à long terme lié au projet Umbata Falls pour proroger le délai de remboursement de huit ans, soit de 2020 à 2028. L'emprunt porte intérêt au taux des acceptations bancaires majoré d'une marge applicable. Les remboursements de capital sont variables et s'établissent à 3 280 \$ pour 2021.

Le refinancement a été comptabilisé comme une modification de la dette en vertu de la norme IFRS 9. L'emprunt a été réévalué au taux d'intérêt effectif initial, ce qui a donné lieu à une perte correspondant à la différence entre les flux de trésorerie contractuels initiaux et les flux de trésorerie modifiés actualisés au taux d'intérêt effectif initial. La perte de 488 \$ a été comptabilisée dans le compte consolidé du résultat au poste « Autres produits, montant net ». Les prêteurs ont également accepté de consentir une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant ne pouvant dépasser 470 \$.

Innavik

Le 4 novembre 2020, Innavik Hydro Limited Partnership a conclu une entente de financement de construction et de crédit à long terme de 92 840 \$ pour le projet hydroélectrique Innavik. La même journée, le contrat à terme sur obligation, d'un montant nominal de 58 000 \$ et précédemment conclu afin d'atténuer le risque de fluctuations des taux d'intérêt pendant le processus de négociation, a été résilié, ce qui a entraîné une perte nette réalisée de 1 685 \$. L'emprunt de construction à terme porte intérêt à 3,95 %. Une fois la construction terminée, le solde de l'emprunt susmentionné sera converti en un prêt à long terme portant intérêt au même taux fixe et arrivant à échéance en 2062.

Energía Llaima

Le 31 décembre 2020, la Société a comptabilisé une charge de dépréciation de 20 400 \$ US (26 659 \$) à l'égard de son investissement dans Energía Llaima en raison des récents changements dans les conditions du marché qui ont touché négativement les prévisions de flux de trésorerie futurs de l'investissement.

9.2 Engagements des coentreprises et des entreprises associées

Au 31 décembre 2020, la quote-part de la Société des paiements prévus au titre des engagements des coentreprises et des entreprises associées est la suivante :

Années des paiements prévus	Moins de 1 an	De 1 à 5 ans	Par la suite	Total
Obligations d'achat	8 568	43 786	99 123	151 477

10. INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS

a. Situation financière

Le tableau suivant présente un rapprochement entre les soldes d'ouverture et de clôture des instruments financiers dérivés (se reporter à la note 28 – Informations à fournir à l'égard de la gestion des risques financiers et de la juste valeur pour obtenir plus de renseignements sur les principales données, hypothèses et estimations et les principaux jugements utilisés dans le calcul de la juste valeur) :

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Dérivés de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Couverture du prix de l'électricité et de base (niveau 3)	Conversion des prêts intragroupe ¹	Total
Au 1er janvier 2020	(24 269)	(83 536)	27 757	—	(80 048)
Dérivés acquis dans le cadre d'acquisitions d'entreprises (note 4)	—	(2 070)	26 308	—	24 238
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat ²	(10 716)	2 839	2 664	13 542	8 329
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	(2 128)	(86 085)	(3 464)	—	(91 677)
Amortissement du cumul des autres éléments du résultat global comptabilisé dans les produits	—	—	3 464	—	3 464
Écarts de change, montant net	—	850	(2 647)	(13 542)	(15 339)
Au 31 décembre 2020	(37 113)	(168 002)	54 082	—	(151 033)

1. La réévaluation, en dollars canadiens, de prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère a donné lieu à un profit de 13 542 \$. Au moment de la consolidation, bien que les prêts intragroupe soient éliminés de l'état consolidé de la situation financière, les états de la situation financière des filiales étrangères, y compris le solde de leurs prêts à la Société, sont convertis en dollars canadiens, les écarts de conversion étant comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, ce qui n'élimine donc pas le profit comptabilisé dans le résultat.

2. Il y a lieu de se reporter à la note 10 b) pour obtenir un rapprochement de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat.

Actifs (passifs) financiers	Contrat de change à terme (niveau 2)	Dérivés de couverture du taux d'intérêt (niveau 2)	Couverture du prix de l'électricité et de base (niveau 3)	Conversion des prêts intragroupe ¹	Clauses d'inflation (niveau 3)	Dérivés incorporés (niveau 2)	Total
Au 1er janvier 2019	(32 129)	(53 409)	(4 849)	—	982	(46 409)	(135 814)
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat ²	5 917	7 764	(30 240)	(16 342)	(982)	—	(33 883)
Variation de la juste valeur comptabilisée dans les autres éléments du résultat global	1 943	(39 318)	63 006	—	—	—	25 631
Écarts de change, montant net	—	1 427	(160)	16 342	—	—	17 609
Cession d'entreprise (note 5)	—	—	—	—	—	46 409	46 409
Au 31 décembre 2019	(24 269)	(83 536)	27 757	—	—	—	(80 048)

1. La réévaluation, en dollars canadiens, de prêts intragroupe libellés en monnaie étrangère a donné lieu à une perte de 16 342 \$. Au moment de la consolidation, bien que les prêts intragroupe soient éliminés de l'état consolidé de la situation financière, les états de la situation financière des filiales étrangères, y compris le solde de leurs prêts à la Société, sont convertis en dollars canadiens, les écarts de conversion étant comptabilisés dans les autres éléments du résultat global, ce qui n'élimine donc pas la perte comptabilisée dans le résultat.

2. Il y a lieu de se reporter à la note 10 b) pour obtenir un rapprochement de la variation de la juste valeur comptabilisée dans le résultat.

Présentés dans les états consolidés de la situation financière :

Aux	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Actifs courants	9 039	5 419
Actifs non courants	92 040	78 251
Passifs courants	(72 958)	(51 093)
Passifs non courants	(179 154)	(112 625)
	(151 033)	(80 048)

b. Variation de la juste valeur des instruments comptabilisée dans les comptes consolidés de résultat

Présentés dans les comptes consolidés de résultat :

(Profit) perte	Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019
Partie non réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers	(8 329)	33 883
Partie réalisée de la variation de la juste valeur des instruments financiers		
Perte réalisée sur les swaps de taux d'intérêt	—	4 145
(Profit réalisé) perte réalisée sur les couvertures du prix de l'électricité	(9 232)	208
Perte réalisée sur la couverture de base de Phoebe	19 586	11 697
Variation de la juste valeur des instruments financiers comptabilisée dans le résultat	2 025	49 933

11. CHARGE D'IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

a. Impôt comptabilisé dans les comptes consolidés de résultat

Le tableau suivant présente un sommaire du rapprochement de la charge d'impôt calculée selon le taux d'imposition canadien prévu par la loi et de la charge d'impôt comptabilisée dans les comptes consolidés de résultat.

	31 décembre 2020	31 décembre 2019
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat	(10 214)	65 825
Taux d'imposition canadien prévu par la loi	26,6 %	26,6 %
Charge d'impôt calculée au taux d'imposition prévu par la loi	(2 717)	17 509
Éléments ayant une incidence sur le taux d'imposition prévu par la loi :		
Bénéfice non imposable	(329)	(9 064)
Actif d'impôt différé non comptabilisé dans la dépréciation de l'investissement	7 091	—
Incidence de soldes de pertes fiscales non comptabilisées antérieurement et utilisées pendant l'exercice	(344)	(2 599)
Montants attribuables aux investisseurs participant au partage fiscal	20 141	131 026
Changement des actifs d'impôt différé non comptabilisés	(192)	(12 307)
Bénéfice imposable à un taux autre que le taux d'imposition canadien prévu par la loi	(1 317)	(3 576)
Diminution des taux d'imposition différés	(314)	(1 357)
(Diminution) augmentation des différences temporaires imposables relativement aux investissements dans des filiales et des coentreprises	(568)	541
Impôt sur les dividendes sur les actions privilégiées	35	166
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt exigible des exercices précédents	(306)	15
Ajustements comptabilisés dans l'exercice considéré relativement à l'impôt différé des exercices précédents	(938)	(465)
Impôt sur le bénéfice attribué aux participations minoritaires dans des entités non imposables	(2 149)	(839)
Autres	804	(199)
Charge d'impôt sur le résultat comptabilisée dans l'exercice considéré	18 897	118 851
Impôt exigible	7 326	16 845
Impôt différé	11 571	102 006

Le taux d'imposition pour 2020 et 2019 utilisé dans le rapprochement ci-dessus correspond au taux d'imposition moyen combiné appliqué au bénéfice imposable des sociétés canadiennes en vertu des lois fiscales fédérale et provinciales.

b. Soldes d'impôt différé

Le tableau suivant consiste en une analyse des actifs (passifs) d'impôt différé présentés dans les états consolidés de la situation financière :

	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Actifs	25 129	30 264
Passifs	(423 189)	(428 793)
	(398 060)	(398 529)

	Au 1er janvier 2020	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Acquis dans le cadre d'acquisitions d'entreprises	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2020
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :							
Immobilisations corporelles	(324 083)	(39 983)	—	10 018	—	4 335	(349 713)
Immobilisations incorporelles	(158 277)	10 241	—	(10 987)	—	(6 704)	(165 727)
Frais de développement de projets	23 029	4 432	—	—	—	(23)	27 438
Investissement dans des filiales et des coentreprises et des entreprises associées	(121 612)	1 655	974	—	—	1 156	(117 827)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(2 279)	967	—	—	—	1 312	—
Instruments financiers dérivés	53 593	(3 597)	22 168	(7 104)	—	767	65 827
Prêts et emprunts à long terme	1 178	(382)	—	(6 756)	—	558	(5 402)
Crédits d'impôt à l'investissement inscrits à l'actif	13 872	(1 354)	—	—	—	(245)	12 273
Débetures convertibles	(1 362)	699	—	—	—	2	(661)
Autres passifs	2 357	1 731	—	698	—	(152)	4 634
Frais de financement	(7 023)	981	—	—	672	(62)	(5 432)
Paiement fondé sur des actions	1 961	601	—	—	—	1	2 563
Intérêts non déductibles reportés en avant	1 131	—	—	—	—	(19)	1 112
Autres	108	—	—	—	—	(105)	3
	(517 407)	(24 009)	23 142	(14 131)	672	821	(530 912)
Pertes fiscales reportées en avant	118 878	12 438	—	—	—	1 536	132 852
	(398 529)	(11 571)	23 142	(14 131)	672	2 357	(398 060)

Au 31 décembre 2020, la Société, ses filiales, ses coentreprises et ses entreprises associées avaient des pertes autres qu'en capital totalisant environ 508 000 \$ qui peuvent être utilisées pour réduire le bénéfice imposable futur. Les pertes autres qu'en capital au Canada et aux États-Unis viennent à expiration graduellement entre 2021 et 2040. Les pertes autres qu'en capital en France sont soumises à des restrictions dans le temps, mais n'ont pas de date d'expiration.

La Société a comptabilisé un actif d'impôt différé sur des pertes autres qu'en capital, car il est probable qu'il existera un bénéfice imposable et des gains en capital imposables suffisants découlant de projets hydroélectriques, solaires et éoliens qui sont en exploitation.

	Au 1er janvier 2019	Comptabilisé dans le compte de résultat	Comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Activités abandonnées	Comptabilisé directement dans les capitaux propres	Écarts de change, montant net	Au 31 décembre 2019
Actifs (passifs) d'impôt différé liés aux éléments suivants :							
Immobilisations corporelles	(206 562)	(148 033)	—	27 913	—	2 599	(324 083)
Immobilisations incorporelles	(183 994)	13 228	—	18 094	—	(5 605)	(158 277)
Frais de développement de projets	1 927	3 097	—	18 085	—	(80)	23 029
Investissement dans des filiales et des coentreprises et des entreprises associées	(135 864)	(2 986)	(10 131)	24 520	—	2 849	(121 612)
Résultat non rapatrié de filiales étrangères	(1 027)	60	—	—	—	(1 312)	(2 279)
Instruments financiers dérivés	69 083	(16 711)	8 480	(7 987)	—	728	53 593
Prêts et emprunts à long terme	2 246	3 212	(546)	(3 576)	—	(158)	1 178
Crédits d'impôt à l'investissement	1 372	13 026	—	—	—	(526)	13 872
Débetures convertibles	(928)	(239)	—	—	(195)	—	(1 362)
Autres passifs	3 701	1 632	—	(2 965)	—	(11)	2 357
Frais de financement	(5 855)	(1 184)	—	—	—	16	(7 023)
Paiement fondé sur des actions	1 431	530	—	—	—	—	1 961
Intérêts non déductibles reportés en avant	1 732	(408)	—	—	—	(193)	1 131
Autres	628	1 223	—	(1 712)	—	(31)	108
	(452 110)	(133 553)	(2 197)	72 372	(195)	(1 724)	(517 407)
Pertes fiscales reportées en avant	89 562	31 547	—	—	—	(2 231)	118 878
	(362 548)	(102 006)	(2 197)	72 372	(195)	(3 955)	(398 529)

c. Différences temporaires déductibles, pertes fiscales inutilisées et crédits d'impôt inutilisés non comptabilisés

	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Pertes fiscales autres qu'en capital	138 429	133 899
Pertes fiscales en capital	927	3 508
Coûts de transaction	477	477
	139 833	137 884

Les pertes fiscales non comptabilisées viendront à expiration graduellement entre 2021 et 2040.

12. BÉNÉFICE (PERTE) PAR ACTION

De base	Exercices clos les 31 décembre 2019	
	2020	Activités poursuivies ¹
Perte nette attribuable aux propriétaires de la société mère	(32 628)	(47 723)
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	(5 942)	(5 942)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(38 570)	(53 665)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	170 292 471	134 658 336
Perte nette par action, de base (\$)	(0,23)	(0,40)

Dilué	Exercices clos les 31 décembre 2019	
	2020	Activités poursuivies ¹
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(38 570)	(53 665)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires, dilué	170 292 471	134 658 336
Perte nette par action, diluée (\$)	(0,23)	(0,40)

¹ Le bénéfice net découlant des activités abandonnées attribuable aux propriétaires de la société mère pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 s'est chiffré à 19 682 \$, ou à 0,15 \$ par action. La perte nette totale attribuable aux actionnaires ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 s'est établie à (33 983) \$, et la perte nette totale diluée par action, à (0,25) \$.

Instruments qui sont exclus des éléments dilutifs :	Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019
Options sur actions	233 539	737 977
Actions détenues en fiducie liées au régime d'actions liées au rendement	557 091	300 724
Débitures convertibles	13 709 043	13 777 293
	14 499 673	14 815 994

13. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Aux	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Comptes de liquidités soumises à restrictions	9 802	3 569
Compte de produit d'emprunts soumis à restrictions	20 049	28 654
Comptes de paiement du service de la dette	37 626	7 228
	67 477	39 451

Conformément aux conventions de crédit conclues pour plusieurs projets, la Société possède des comptes de liquidités soumises à restrictions et des comptes de produit d'emprunts soumis à restrictions. La partie inutilisée du produit des emprunts est détenue dans des comptes de produit d'emprunts soumis à restrictions gérés par les prêteurs, et les sommes sont transférées périodiquement dans les liquidités soumises à restrictions afin de financer la construction des projets. Par ailleurs, les liquidités soumises à restrictions sont utilisées pour assumer les coûts des travaux de construction des projets exigibles, et pour retenir les montants liés aux retenues de garantie au titre de la construction qui seront libérés à la fin des travaux de construction des projets respectifs. La Société tient également des comptes de paiement du service de la dette.

14. DÉBITEURS

Aux	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Créances clients	63 746	61 539
Avances consenties à des parties liées	9 463	20 756
Taxes à la consommation	3 445	1 417
Impôt à recevoir	703	757
Intérêts à recevoir sur les actions privilégiées	4 975	—
Autres	10 414	7 796
	92 746	92 265

15. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Installations en construction	Autres	Total
Coût							
Au 1er janvier 2020	120 809	2 091 034	2 514 434	466 078	102 952	32 462	5 327 769
Ajouts ¹	71 538	637	1 347	1 620	535 053	599	610 794
Crédits d'impôt à l'investissement ²	—	—	—	—	(114 341)	—	(114 341)
Acquisitions d'entreprises (note 4)	660	—	22 614	60 362	—	—	83 636
Transfert provenant des frais de développement liés aux projets	—	—	—	—	28 110	—	28 110
Cessions	—	(128)	(871)	—	—	—	(999)
Autres variations	(14 224)	(7)	20 274	1 509	—	916	8 468
Écarts de change, montant net	(1 952)	(191)	38 835	(12 580)	(22 290)	(7)	1 815
Au 31 décembre 2020	176 831	2 091 345	2 596 633	516 989	529 484	33 970	5 945 252
Cumul de l'amortissement							
Au 1er janvier 2020	(4 672)	(310 000)	(328 004)	(50 593)	—	(14 475)	(707 744)
Amortissement ³	(5 884)	(38 004)	(112 824)	(19 363)	—	(3 739)	(179 814)
Cessions	—	62	381	—	—	—	443
Écarts de change, montant net	74	(167)	(5 449)	574	—	(44)	(5 012)
Au 31 décembre 2020	(10 482)	(348 109)	(445 896)	(69 382)	—	(18 258)	(892 127)
Valeur comptable au 31 décembre 2020	166 349	1 743 236	2 150 737	447 607	529 484	15 712	5 053 125

La totalité des immobilisations corporelles est donnée en garantie des financements de projet respectifs ou du financement général de la Société.

- Les frais de financement liés à un financement de projet précis sont intégralement inscrits à l'immobilisation corporelle visée. Les frais de financement liés aux facilités de crédit renouvelables sont inscrits à l'actif pour la tranche du financement qui se rapporte à l'immobilisation corporelle visée. Les ajouts au cours de la période considérée comprennent des frais de financement inscrits à l'actif engagés avant la mise en service de 9 426 \$ (20 139 \$ en 2019).
- La Société a accumulé 83 532 \$ US (114 341 \$) en crédits d'impôt à l'investissement recouvrables en lien avec la construction du projet solaire Hillcrest, lesquels ont été reconnus en tant que réduction du coût des immobilisations corporelles d'Hillcrest. Au 31 décembre 2020, le solde des montants recouvrables au titre des crédits d'impôt à l'investissement s'établissait à 83 532 \$ US (106 353 \$).
- Une tranche de 1 374 \$ (1 390 \$ en 2019) de la charge d'amortissement des baux fonciers est incorporée dans le coût de construction dans les installations en construction.

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Centrales géothermiques	Installations en construction	Autres	Total
Coût								
Au 1er janvier 2019	3 095	2 089 405	2 025 711	155 130	418 317	336 345	17 518	5 045 521
Adoption de l'IFRS 16	115 319	97	—	—	—	—	8 472	123 888
Solde ajusté au 1er janvier 2019	118 414	2 089 502	2 025 711	155 130	418 317	336 345	25 990	5 169 409
Ajouts ¹	75	1 996	12 227	954	—	869 184	4 420	888 856
Crédits d'impôt à l'investissement ²	—	—	—	—	—	(179 071)	—	(179 071)
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	—	524 160	318 429	—	(845 087)	2 498	—
Cessions d'entreprise (note 5)	—	—	—	—	(418 317)	(62 739)	—	(481 056)
Cessions	—	—	(1 503)	—	—	—	(169)	(1 672)
Autres variations	7 024	19	15 566	38	—	(20)	(163)	22 464
Écarts de change, montant net	(4 704)	(483)	(61 727)	(8 473)	—	(15 660)	(114)	(91 161)
Au 31 décembre 2019	120 809	2 091 034	2 514 434	466 078	—	102 952	32 462	5 327 769
Cumul de l'amortissement								
Au 1er janvier 2019	—	(270 622)	(236 218)	(40 659)	(16 290)	—	(11 069)	(574 858)
Amortissement ³	(4 732)	(39 542)	(97 087)	(10 157)	—	—	(3 489)	(155 007)
Cessions d'entreprise (note 5)	—	—	—	—	16 290	—	—	16 290
Cessions	—	—	821	—	—	—	169	990
Écarts de change, montant net	60	164	4 480	223	—	—	(86)	4 841
Au 31 décembre 2019	(4 672)	(310 000)	(328 004)	(50 593)	—	—	(14 475)	(707 744)
Valeur comptable au 31 décembre 2019	116 137	1 781 034	2 186 430	415 485	—	102 952	17 987	4 620 025

Les immobilisations corporelles comprennent des actifs au titre de droits d'utilisation en vertu de contrats de location. Un rapprochement de leur valeur comptable est présenté ci-dessous.

	Terrains	Centrales hydroélectriques	Autres	Total
Coût				
Au 1er janvier 2020	117 660	116	8 252	126 028
Ajouts	71 542	—	—	71 542
Acquisitions d'entreprises	660	—	—	660
Autres variations	(14 224)	(7)	916	(13 315)
Écarts de change, montant net	(1 968)	—	(2)	(1 970)
Au 31 décembre 2020	173 670	109	9 166	182 945
Cumul de l'amortissement				
Au 1er janvier 2020	(4 672)	(2)	(1 183)	(5 857)
Amortissement	(5 884)	(2)	(1 275)	(7 161)
Écarts de change, montant net	74	—	(349)	(275)
Au 31 décembre 2020	(10 482)	(4)	(2 807)	(13 293)
Valeur comptable au 31 décembre 2020	163 188	105	6 359	169 652
	Terrains	Centrales hydroélectriques	Autres	Total
Coût				
Adoption de l'IFRS 16 au 1er janvier 2019	115 319	97	8 472	123 888
Autres variations	7 024	19	(161)	6 882
Écarts de change, montant net	(4 683)	—	(59)	(4 742)
Au 31 décembre 2019	117 660	116	8 252	126 028
Cumul de l'amortissement				
Amortissement	(4 732)	(2)	(976)	(5 710)
Écarts de change, montant net	60	—	(207)	(147)
Au 31 décembre 2019	(4 672)	(2)	(1 183)	(5 857)
Valeur comptable au 31 décembre 2019	112 988	114	7 069	120 171

16. IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parcs solaires	Total
Coût				
Au 1er janvier 2020	568 193	388 760	10 803	967 756
Acquisitions d'entreprises (note 4)	—	282 125	4 676	286 801
Autres variations	7 394	—	—	7 394
Écarts de change, montant net	(51)	(3 053)	(470)	(3 574)
Au 31 décembre 2020	575 536	667 832	15 009	1 258 377
Cumul de l'amortissement				
Au 1er janvier 2020	(185 678)	(96 107)	(3 744)	(285 529)
Amortissement	(15 576)	(33 503)	(1 007)	(50 086)
Écarts de change, montant net	(41)	(3 432)	34	(3 439)
Au 31 décembre 2020	(201 295)	(133 042)	(4 717)	(339 054)
Valeur comptable au 31 décembre 2020	374 241	534 790	10 292	919 323

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Parc solaire	Centrales géothermiques	Installations en construction	Total
Coût						
Au 1er janvier 2019	559 853	377 716	10 776	200 802	26 389	1 175 536
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	26 389	—	—	(26 389)	—
Cession d'entreprise (note 5)	—	—	—	(200 802)	—	(200 802)
Cessions	—	(7)	—	—	—	(7)
Autres variations	8 468	—	—	—	—	8 468
Écarts de change, montant net	(128)	(15 338)	27	—	—	(15 439)
Au 31 décembre 2019	568 193	388 760	10 803	—	—	967 756
Cumul de l'amortissement						
Au 1er janvier 2019	(170 470)	(73 606)	(3 213)	(3 238)	—	(250 527)
Amortissement	(15 281)	(25 148)	(533)	—	—	(40 962)
Cession d'entreprise (note 5)	—	—	—	3 238	—	3 238
Autres variations	—	7	—	—	—	7
Écarts de change, montant net	73	2 640	2	—	—	2 715
Au 31 décembre 2019	(185 678)	(96 107)	(3 744)	—	—	(285 529)
Valeur comptable au 31 décembre 2019	382 515	292 653	7 059	—	—	682 227

17. FRAIS DE DÉVELOPPEMENT DE PROJETS

Aux	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Coût		
Au début de l'exercice	11 135	30 119
Cession d'entreprise (note 5)	—	(17 822)
Ajouts	32 273	7 792
Transfert vers les immobilisations corporelles	(28 110)	—
Dépréciation de frais de développement de projets	—	(8 184)
Écarts de change, montant net	(1 206)	(770)
À la fin de l'exercice	14 092	11 135

18. GOODWILL

L'affectation du goodwill entre les UGT ou les groupes d'UGT importants se présente comme suit.

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	Total
Au 1er janvier 2020	20 291	40 375	60 666
Acquisition d'entreprise (note 4)	—	14 131	14 131
Écarts de change, montant net	—	1 135	1 135
Au 31 décembre 2020	20 291	55 641	75 932

	Centrales hydroélectriques	Parcs éoliens	HS Orka hf	Total
Au 1er janvier 2019	20 291	42 438	47 266	109 995
Cession d'entreprise (note 5)	—	—	(47 266)	(47 266)
Écarts de change, montant net	—	(2 063)	—	(2 063)
Au 31 décembre 2019	20 291	40 375	—	60 666

Le 31 décembre 2020, la Société a effectué des tests de dépréciation annuels à l'égard du goodwill. D'après le résultat de ces tests, aucune perte de valeur n'a été inscrite.

Le montant recouvrable de chaque UGT a été établi selon un calcul de la valeur d'utilité dans le cadre duquel on utilise des projections de flux de trésorerie fondées sur des budgets approuvés par la direction couvrant la période la moins longue entre 50 ans et la période pour laquelle la Société détient des droits sur le site, ainsi que des taux d'actualisation allant de 4,22 % à 8,75 % (3,89 % à 5,96 % en 2019).

Les principales hypothèses utilisées pour établir le montant recouvrable des actifs sont les suivantes :

- Le taux d'actualisation reflète une moyenne pondérée entre le coût consolidé de la dette et le coût consolidé des capitaux propres, ajustés avec des facteurs alpha propres à chaque secteur d'activité et au pays dans lequel l'installation est exploitée.
- Le prix de vente prévu de l'électricité à la suite du renouvellement des contrats d'achat d'électricité ou de leur entrée sur le marché au comptant.
- Chaque unité génératrice de trésorerie correspond à une installation.
- Les flux de trésorerie futurs prévus sont fondés sur les budgets avant le service de la dette et l'impôt sur le résultat de chaque unité génératrice de trésorerie. Les budgets ont été élaborés en fonction des moyennes à long terme de la production prévue. Ces moyennes à long terme devraient avoisiner les résultats réels.

19. AUTRES ACTIFS NON COURANTS

Aux	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne	53 757	51 078
Réserve pour travaux d'entretien majeurs	8 125	6 339
Dépôts de garantie	5 929	6 207
Autres	7 491	8 381
	<u>75 302</u>	<u>72 005</u>

La disponibilité d'un montant de 61 047 \$ (56 482 \$ en 2019) dans les comptes de réserve est soumise à des restrictions en vertu d'ententes de crédit.

20. FOURNISSEURS ET AUTRES CRÉDITEURS

Aux	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Fournisseurs et autres créditeurs	84 796	85 701
Retenues de garantie au titre de la construction	35 317	31 311
Dividendes à verser aux actionnaires	32 910	25 881
Intérêts à payer	24 326	20 200
Impôt à payer	2 400	4 005
Taxes à la consommation	3 995	3 394
Salaires et avantages	6 589	5 665
	<u>190 333</u>	<u>176 157</u>

21. PRÊTS ET EMPRUNTS À LONG TERME

	Monnaie	Taux d'intérêt	Échéance	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Dette d'entreprise					
Facilité de crédit à terme renouvelable	CAD	1,82 %-3,05 %	2023	182 996	490 996
Emprunt à terme non garanti subordonné	CAD	5,13 %	2023	150 000	150 000
Alterra (y compris 21 109 \$ US (21 109 \$ US en 2019))	CAD	5,97 %-6,24 %	2023	116 627	117 167
				449 623	758 163
Débetures convertibles					
Débetures convertibles à 4,65 % ³	CAD	4,65 %	2026	137 592	136 435
Débetures convertibles à 4,75 % ⁴	CAD	4,75 %	2025	142 483	142 392
				280 075	278 827
Financement par participation au partage fiscal^{1,2}					
Secteur de la production éolienne					
Foard City	USD	7,50 %	2029	259 498	285 433
Secteur de la production solaire					
Hillcrest	USD	5,15 %	2028	28 751	—
Phoebe	USD	7,14 %	2026 ⁵	26 575	53 185
Autres	USD	8,00 %	2022-2023	1 134	1 332
				315 958	339 950
Emprunts liés aux projets					
Secteur de la production hydroélectrique					
Boulder Creek et Upper Lillooet	CAD	4,22 %-4,46 %	2043-2056	491 643	491 643
Centrales en exploitation de Harrison	CAD	3,64 %-5,56 %	2049	440 054	447 509
Big Silver Creek	CAD	4,57 %-4,76 %	2041-2056	195 056	196 420
Kwoiek Creek	CAD	5,08 %-10,07 %	2052-2054	165 514	167 257
Tretheway Creek	CAD	4,99 %	2055	92 327	92 916
Ashlu Creek	CAD	1,89 %	2025	80 451	83 631
Northwest Stave River	CAD	5,30 %	2053	71 569	71 972
Sainte-Marguerite	CAD	7,40 %-8,00 %	2025-2064	58 222	61 192
Magpie	CAD	6,36 %-15,5 %	2025-2031	43 274	46 321
Rutherford Creek	CAD	6,88 %	2024	19 022	23 670
Fitzsimmons Creek	CAD	2,40 %	2026	18 829	19 312
Secteur de la production éolienne					
Innergex Cartier Énergie	CAD	1,98 %	2032	489 991	531 889
Mesgi'g Ujju's'n	CAD	3,57 %-5,98 %	2026-2036	232 088	244 331
Innergex Europe	CAD	8,00 %	2046	77 957	77 957
Yonne	EURO	1,30 %	2028-2031	93 944	94 762
Rougemont 2	EURO	0,88 %	2035	80 401	80 096
Vaite	EURO	0,88 %	2035	72 928	72 849
Rougemont 1	EURO	0,88 %	2035	70 469	70 179
Plan Fleury	EURO	1,65 %	2032-2034	48 037	48 740
Les Renardières	EURO	1,70 %	2032-2034	42 377	43 050
Beaumont	EURO	2,42 %-3,78 %	2027-2031	28 273	28 922

(suite)	Monnaie	Taux d'intérêt	Échéance	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Secteur de la production éolienne (suite)					
Montjean	EURO	1,15 %-2,73 %	2026-2031	21 299	21 804
Theil Rabier	EURO	1,15 %-2,73 %	2026-2031	21 299	21 804
Yonne II	EURO	0,38 %	2029	9 282	—
Griffin Trail	USD	0,90 %	2021	204 436	—
Foard City	USD	2,01 %	2026	24 922	29 072
Mountain Air	USD	3,51 %-6,00 %	2029-2032	159 708	—
Autres	EURO	1,48 %-4,75 %	2025-2030	67 449	71 247
Secteur de la production solaire					
Hillcrest	USD	1,90 %	2021	187 212	—
Phoebe	USD	2,25 %	2026	137 688	144 931
Stardale	CAD	1,86 %	2032	77 430	79 454
Autres	USD	3,72 %	2024-2026	16 648	17 840
				3 839 799	3 380 770
Total des prêts et emprunts à long terme				4 885 455	4 757 710
Frais de financement différés				(71 574)	(66 041)
				4 813 881	4 691 669
Tranche à court terme des prêts et emprunts à long terme				(767 167)	(410 083)
Prêts et emprunts à long terme				4 046 714	4 281 586

1. Les taux d'intérêt reflètent le taux de rendement interne requis par les investisseurs participant au partage fiscal respectifs.
2. La date d'échéance de ces obligations est sujette à changement et dépend des dates auxquelles l'investisseur participant au partage fiscal atteint le taux de rendement cible convenu.
3. Les débetures convertibles à 4,65 % sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 22,90 \$ par action.
4. Les débetures convertibles à 4,75 % sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires de la Société à un prix de conversion de 20,00 \$ par action.
5. En raison des conséquences financières défavorables engendrées par les conditions météorologiques extrêmes en février 2021 au Texas (se reporter à la note 35, « Événements postérieurs à la clôture » pour plus d'information), la Société évalue actuellement les répercussions sur les dates du point de basculement des IPF de ses installations au Texas faisant l'objet de couvertures du prix de l'électricité.

La valeur comptable des actifs donnés en garantie des prêts s'élevait à 4 814 218 \$ (4 692 241 \$ en 2019).

Les lettres de crédit aux termes de la facilité de crédit à terme renouvelable et des emprunts liés aux projets s'élèvent à 223 474 \$ (161 850 \$ en 2019).

Les investisseurs participant au partage fiscal dans des projets éoliens aux États-Unis exigent généralement des garanties liées aux commanditaires comme condition préalable à leur investissement. Pour appuyer les investissements avec participation au partage fiscal, la Société a accordé des garanties sur le financement de ces investissements pour indemniser les investisseurs en cas de certaines violations des déclarations, des garanties ou des clauses restrictives ou de tout autre événement. La Société est d'avis que ces indemnités couvrent des questions qui sont dans une large mesure sous son contrôle et qui ont peu de chance de se produire.

Au 31 décembre 2020, la Société et ses filiales ont respecté l'intégralité des conditions importantes financières et non financières relativement à leurs conventions de crédit, à l'exception de ce qui suit :

- Au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019, le projet Mesgi'g Uguju's'n enfreignait sa convention de crédit. Un manquement a été déclenché par la faillite d'un fournisseur considéré comme un participant majeur du projet dans le cadre de l'accord de crédit. Une dérogation a été obtenue et a ensuite été prolongée jusqu'au 31 mars 2021. Un plan a été mis en place pour assurer la continuité des opérations du projet. Un dialogue permanent et des rapports sont fournis aux prêteurs du projet jusqu'à ce que cette situation soit résolue. Si la dérogation n'est pas renouvelée, les prêteurs auront le droit d'exiger un remboursement. Par conséquent, la tranche de 219 007 \$ (232 088 \$ en 2019) de l'emprunt qui serait autrement classée dans les prêts et emprunts à long terme a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme. Au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019, le projet était en conformité avec les clauses financières.

- Au 31 décembre 2020, les installations Montjean et Theil-Rabier ne respectaient pas leurs ratios cibles de couverture de la dette respectifs, ce qui a déclenché une infraction de leur convention de crédit respective. Cette situation est imputable à des incidents impliquant deux pales, qui ont provoqué des interruptions d'activité des installations Montjean et Theil-Rabier pendant une période prolongée, suivies de plusieurs restrictions de production. En supposant que la situation ne soit pas résolue, les prêteurs auraient le droit de demander un remboursement et, en conséquence, la tranche de 12 331 € (19 246 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée dans la partie non courante de chaque dette a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme.
- Au 31 décembre 2020, les installations Mountain Air enfreignaient leurs conventions de crédit en raison du non-respect d'une exigence spécifique de la clause d'assurance. Une dérogation a été obtenue jusqu'au 31 mars 2021. Si la situation n'est pas résolue et si la dérogation n'est pas renouvelée, les prêteurs auraient le droit de demander un remboursement et, en conséquence, la tranche de 115 304 \$ US (146 804 \$) de l'emprunt qui serait autrement classée comme non courante a été réaffectée à la partie courante des prêts et emprunts à long terme.

a. Dette d'entreprise

Facilité de crédit à terme renouvelable

La Société dispose d'une facilité de crédit à terme renouvelable venant à échéance en 2023. Le montant disponible de la facilité est de 700 000 \$, et elle est assortie d'une option, sous réserve du consentement du prêteur, permettant d'augmenter ce montant jusqu'à un maximum de 900 000 \$. La facilité est assortie de clauses exigeant un ratio minimal de couverture des intérêts et un ratio maximal de couverture de la dette. Le taux d'intérêt applicable à cette facilité de crédit renouvelable est variable, basé sur le taux préférentiel de la banque, les taux des acceptations bancaires, le taux de base américain, le LIBOR ou l'EURIBOR, plus un écart qui dépend du ratio d'endettement. Au 31 décembre 2020, une somme de 59 198 \$ avait été utilisée pour émettre des lettres de crédit.

En outre, la Société dispose également d'une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant allant jusqu'à 90 000 \$, garantie par Exportation et développement Canada. Au 31 décembre 2020, des lettres de crédit ont été émises pour un montant de 60 695 \$.

Emprunt à terme non garanti subordonné

La Société a un emprunt à terme non garanti subordonné échéant en 2023 et remboursable intégralement à l'échéance.

b. Financement du projet solaire Hillcrest

Le 7 mai 2020, la Société a conclu une entente de financement de construction et de crédit à long terme pour le projet solaire Hillcrest.

Emprunt lié au projet

L'entente de crédit comporte deux facilités :

- un emprunt lié à la construction de 82 033 \$ US (104 444 \$) portant intérêt au LIBOR majoré de 1,75 % et arrivant à échéance en 2021. Au 31 décembre 2020, un montant de 82 033 \$ US (104 444 \$) avait été prélevé. Après le début de la mise en service commercial, la facilité d'emprunt liée à la construction sera convertie en un emprunt à terme de 7 ans portant intérêt au LIBOR majoré de 2,25 % pendant les quatre premières années et au LIBOR majoré de 0,125 % par la suite jusqu'à l'échéance en 2027. L'exposition liée à la variabilité des taux d'intérêt a été neutralisée au moyen d'un swap de taux d'intérêt qui entre en vigueur le 31 décembre 2020, faisant en sorte que le taux d'intérêt soit fixé à 0,945 %.
- un crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 109 784 \$ US (139 777 \$) portant intérêt au LIBOR majoré de 1,75 % et arrivant à échéance en 2021. Au 31 décembre 2020, un montant de 65 008 \$ US (82 768 \$) avait été prélevé. Après le début de la mise en service commercial, le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal sera remboursé à l'aide du produit de la contrepartie reçue de l'investisseur participant au partage fiscal.

Le solde global au 31 décembre 2020 s'établissait à 147 041 \$ US (187 212 \$).

Financement par participation au partage fiscal

L'engagement total de l'investisseur participant au partage fiscal s'élève à 112 025 \$ US (143 953 \$). Le 29 octobre 2020, Hillcrest Solar Partners a reçu 22 374 \$ US (29 809 \$) de la part de l'investisseur participant au partage fiscal en échange de sa participation de membre de catégorie A, ce qui représente 20 % du placement total de l'investisseur participant au partage fiscal. Le reste du financement doit être reçu lors de la mise en service du projet. La participation dans les actions de catégorie A est comptabilisée comme un instrument d'emprunt par la Société. Le solde s'élevait à 22 582 \$ US au 31 décembre 2020 (28 751 \$). La Société prévoit que la date du point de basculement du financement par participation au partage fiscal d'Hillcrest aura lieu en 2028.

L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale), des CII ainsi que des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal est décrite dans le tableau ci-dessous. Après le point de basculement, les investisseurs participant au partage fiscal dans Hillcrest conserveront une participation financière de 3 % dans le projet, qui sera comptabilisée comme une participation ne donnant pas le contrôle.

	Investisseur participant au partage fiscal
Bénéfice imposable (perte imposable) et CII	99,0 % ¹
Distributions en trésorerie	Divers ²

1. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CII à l'investisseur participant au partage fiscal est de 99,0 %. Du 1er janvier 2025 au 31 décembre 2025, l'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) à l'investisseur participant au partage fiscal sera de 67,0 %, puis de 5,0 % par la suite.
2. Les montants des distributions en trésorerie d'Hillcrest à l'investisseur participant au partage fiscal sont fixes et définis dans l'entente de partenariat. Tous les montants en trésorerie distribuables supérieurs à ces distributions fixes et définies sont distribués au taux de 4,23 % à l'investisseur participant au partage fiscal, jusqu'à la date du point de basculement.

c. Financement du projet éolien Yonne II

Le 26 mai 2020, Éoles-Yonne S.A.S., filiale de la Société, a conclu une modification de sa convention de crédit pour le financement du projet de parc éolien Yonne II, une extension du parc éolien Yonne. L'emprunt lié au projet Yonne II, d'un engagement total de 12 767 € (19 927 \$), comprend :

- un emprunt de 5 425 € portant intérêt à un taux fixe de 1,45 % et remboursable en versements trimestriels à compter de décembre 2021 et arrivant à échéance en mars 2039.
- un emprunt de 5 425 € portant intérêt à un taux fixe de 1,65 % et remboursable en versements trimestriels à compter de décembre 2021 et arrivant à échéance en mars 2039.
- une facilité de crédit renouvelable à court terme de 1 600 € pour financer les taxes sur la valeur ajoutée au cours de l'étape de la construction.
- des crédits et garanties supplémentaires par rapport à la convention de crédit initiale de 317 €.

Le solde s'élevait à 5 947 € (9 282 \$) au 31 décembre 2020.

d. Financement du projet éolien Griffin Trail

Le 29 décembre 2020, la Société a conclu le financement de la construction et un engagement de financement au partage fiscal pour le projet éolien Griffin Trail.

Emprunt lié au projet

L'entente de crédit comporte deux facilités :

- un emprunt lié à la construction de 90 029 \$ US (114 625 \$) portant intérêt au LIBOR majoré de 0,88 % et arrivant à échéance en 2021. Au 31 décembre 2020, aucun montant n'avait été prélevé. Après le début de la mise en service commerciale, la facilité d'emprunt liée à la construction sera remboursée intégralement.
- un crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal de 166 171 \$ US (211 569 \$) portant intérêt au LIBOR majoré de 0,75 % et arrivant à échéance en 2021. Au 31 décembre 2020, un montant de 160 569 \$ US (204 436 \$) avait été prélevé. Après le début de la mise en service commerciale, le crédit-relais contracté dans le cadre de la participation au partage fiscal sera remboursé à l'aide du produit de la contrepartie reçue de l'investisseur participant au partage fiscal.

Le solde global au 31 décembre 2020 s'établissait à 160 569 \$ US (204 436 \$).

En outre, la Société dispose d'une facilité sous forme de lettres de crédit d'un montant de 20 000 \$ US (25 464 \$). Au 31 décembre 2020, des lettres de crédit ont été émises pour le montant intégral.

Financement par participation au partage fiscal

L'engagement total de l'investisseur participant au partage fiscal s'élève à 171 311 \$ US (218 113 \$). Le financement de l'investisseur participant au partage fiscal sera reçu lors de la mise en service du projet. La participation dans les actions de catégorie A est comptabilisée à titre d'instrument d'emprunt par la Société. La Société prévoit que la date du point de basculement du financement par participation au partage fiscal de Griffin Trail aura lieu en 2031.

L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale), des CIP et des distributions en trésorerie aux investisseurs participant au partage fiscal est décrite dans le tableau ci-dessous. Après le point de basculement, les investisseurs participant au partage fiscal de Griffin Trail conserveront une participation financière de 5 % dans le projet, qui sera comptabilisée comme une participation ne donnant pas le contrôle.

	Investisseur participant au partage fiscal
Bénéfice imposable (perte fiscale) et CIP	Divers ¹
Distributions en trésorerie	5,0 %

1. L'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) et des CIP à l'investisseur participant au partage fiscal est de 93,75 % en 2021. À compter du 1er janvier 2022 jusqu'au point de basculement, l'attribution du bénéfice imposable (de la perte fiscale) à l'investisseur participant au partage fiscal sera de 99,0 %, puis de 5,0 % par la suite.

e. Acquisition de Mountain Air

Dans le cadre de l'acquisition de Mountain Air, la Société a repris les facilités d'emprunt connexes d'une juste valeur totale de 126 507 \$ US (172 252 \$), qui se composent :

- de billets de premier rang garantis (les « billets ») d'une valeur de 94 011 \$ US (128 005 \$), portant intérêt à un taux annuel de 6,00 % et échéant le 30 juin 2032. Les billets sont garantis par les parcs éoliens de Mountain Air. Ils ont été comptabilisés à leur juste valeur marchande de 109 407 \$ US (148 969 \$) pour un taux d'intérêt effectif de 3,80 %;
- d'un prêt à terme de 17 100 \$ US (23 283 \$) portant intérêt au LIBOR majoré de 3,00 % et arrivant à échéance le 30 novembre 2029. Le prêt a été comptabilisé à sa valeur comptable, laquelle a été considérée comme représentative de la juste valeur du solde de la dette.

Le solde s'élevait à 125 438 \$ US (159 708 \$) au 31 décembre 2020.

22. AUTRES PASSIFS

	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Intérêts payables au titre de la débeture de SM S.E.C.	Droits de propriété futurs	Obligations locatives	Total
Au 1er janvier 2020	1 816	121 371	22 066	31 400	119 788	296 441
Passifs repris dans le cadre d'acquisitions d'entreprises (note 4)	—	6 259	—	—	665	6 924
Nouvelles obligations	—	8 598	—	—	71 542	80 140
Charges d'intérêts incluses dans les charges financières	—	—	4 395	—	—	4 395
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	45	3 830	—	1 237	—	5 112
Réévaluation	—	21 783	—	7 394	(13 315)	15 862
Paiement d'obligations locatives	—	—	—	—	(3 841)	(3 841)
Incidence des variations du taux de change	—	784	—	—	(2 032)	(1 248)
Au 31 décembre 2020	1 861	162 625	26 461	40 031	172 807	403 785
Tranche courante des autres passifs	(1 018)	—	—	—	(5 254)	(6 272)
Tranche non courante des autres passifs	843	162 625	26 461	40 031	167 553	397 513

	Contreparties conditionnelles	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	Intérêts payables au titre de la débeture de SM S.E.C.	Droits de propriété futurs	Obligations au titre des prestations de retraite	Contrats inférieurs aux prix du marché	Obligations locatives	Total
Au 1er janvier 2019	1 762	88 659	18 002	21 883	26 926	16 618	—	173 850
Adoption de l'IFRS 16	—	—	—	—	—	—	122 270	122 270
Cession d'entreprise (note 5)	—	—	—	—	(26 926)	(16 618)	—	(43 544)
Nouvelles obligations	—	16 528	—	—	—	—	—	16 528
Charges d'intérêts incluses dans les charges financières	—	—	4 064	—	—	—	—	4 064
Charge de désactualisation incluse dans les charges financières	54	3 392	—	1 049	—	—	—	4 495
Réévaluation	—	15 582	—	8 468	—	—	6 882	30 932
Paiement d'obligations locatives	—	—	—	—	—	—	(4 756)	(4 756)
Incidence des variations du taux de change	—	(2 790)	—	—	—	—	(4 608)	(7 398)
Au 31 décembre 2019	1 816	121 371	22 066	31 400	—	—	119 788	296 441
Tranche courante des autres passifs	(761)	—	—	—	—	—	(3 259)	(4 020)
Tranche non courante des autres passifs	1 055	121 371	22 066	31 400	—	—	116 529	292 421

a. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations proviennent essentiellement des obligations exigeant de mettre hors service les actifs des parcs éoliens et solaires à l'expiration des baux fonciers. Les parcs éoliens et solaires sont construits sur des terrains détenus en vertu de contrats de location qui viennent à expiration, après l'exercice de ses options de renouvellement, au moins 25 ans après leur signature.

Au 31 décembre 2020, les flux de trésorerie ont été actualisés à des taux variant de 0,57 % à 4,88 % (1,24 % à 4,35 % en 2019), pour déterminer les obligations.

b. Intérêts payables au titre de la débenture de SM S.E.C.

Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,00 %, n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrive à échéance en 2064. L'associé, le Régime de rentes du Mouvement Desjardins, est considéré comme une partie liée. Les intérêts impayés sont composés et comptabilisés dans les autres passifs non courants.

c. Droits de propriété futurs

Les autres passifs comprennent divers passifs liés aux droits de propriété futurs détenus par les Premières Nations relativement aux installations de Upper Lillooet River, de Boulder Creek, de Big Silver Creek et de Tretheway Creek, dont la contrepartie a été inscrite aux immobilisations incorporelles.

d. Obligations locatives

La Société conclut divers contrats de location pour la conduite de ses activités. Les contrats de location portent principalement sur le droit de l'utilisation des terres, principalement pour les éoliennes et les panneaux solaires installés par la Société. Les baux fonciers portent sur un nombre variable d'années, avec des options de renouvellement ultérieures, que la Société prévoit d'exercer jusqu'à la fin des durées d'utilité prévues des projets respectifs. La majorité des contrats de location prévoient des paiements de loyer supplémentaires qui sont fondés sur les changements des indices de prix locaux.

23. CAPITAL DES ACTIONNAIRES

Autorisé

Le capital autorisé de la Société comprend un nombre illimité d'actions ordinaires et un nombre illimité d'actions privilégiées, sans droit de vote, rachetables au gré du porteur et au gré de l'émetteur. Cela comprend jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux de dividende cumulatif ajustable de série A (les « actions privilégiées de série A »), jusqu'à 3 400 000 actions privilégiées à taux de dividende cumulatif variable de série B (les « actions privilégiées de série B ») et jusqu'à 2 000 000 d'actions privilégiées rachetables à taux de dividende cumulatif fixe de série C (les « actions privilégiées de série C »).

Actions émises et en circulation

Aux	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Nombre d'actions ordinaires	174 582 586	139 405 832
Nombre d'actions privilégiées de série A	3 400 000	3 400 000
Nombre d'actions privilégiées de série C	2 000 000	2 000 000

a) Actions ordinaires

La variation du nombre d'actions ordinaires se présentait comme suit :

Aux	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Émises et entièrement libérées		
Début de l'exercice	139 405 832	132 986 850
Émises à la suite de l'alliance stratégique avec Hydro-Québec	34 636 823	—
Émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	279 648	169 450
Exercice d'options sur actions	192 033	472 737
Conversion de débentures	68 250	5 776 795
Fin de l'exercice	174 582 586	139 405 832
Détenues en fiducie en vertu du régime d'actions liées au rendement		
Début de l'exercice	(300 724)	(203 416)
Achetées	(317 777)	(170 000)
Attribuées	61 410	72 692
Fin de l'exercice	(557 091)	(300 724)
Actions ordinaires en circulation à la fin de l'exercice	174 025 495	139 105 108

Rachat d'actions ordinaires et d'actions privilégiées

Le 21 mai 2020, la Société a reçu de la Bourse de Toronto (« TSX ») l'autorisation d'effectuer une offre publique de rachat dans le cours normal des activités relativement à ses actions ordinaires (la « nouvelle offre »). Conformément à cette nouvelle offre, la Société peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 2 000 000 de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 1,15 % des 174 234 629 actions ordinaires de la Société émises et en circulation au 21 mai 2020. La Société pouvait également racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 68 000 de ses actions privilégiées de série A, ce qui représente environ 2 % des 3 400 000 actions de la Société émises et en circulation au 21 mai 2020. Finalement, la Société pouvait racheter aux fins d'annulation jusqu'à concurrence de 40 000 de ses actions privilégiées de série C, ce qui représente environ 2 % des 2 000 000 d'actions de la Société émises et en circulation au 21 mai 2020. La nouvelle offre a débuté le 24 mai 2020 et prendra fin le 23 mai 2021. Au 31 décembre 2020, aucune action ordinaire ni aucune action privilégiée n'avait été rachetée et annulée.

Alliance stratégique et placement privé avec Hydro-Québec

Le 6 février 2020, Hydro-Québec a investi 660 870 \$ par l'intermédiaire d'un placement privé des actions ordinaires de la Société, à un prix de 19,08 \$ par action, ce qui représente un total de 34 636 823 actions (19,9 % des actions ordinaires émises et en circulation sur une base non diluée).

Surplus d'apport découlant de la réduction du compte de capital sur les actions ordinaires

Une résolution spéciale visant l'approbation de la réduction du solde légal du compte de capital déclaré maintenu à l'égard des actions ordinaires de la Société, sans qu'aucun paiement ou distribution soit versé aux actionnaires, a été adoptée le 12 mai 2020. Cela a donné lieu à une diminution du compte de capital des actionnaires de 754 355 \$ et à une augmentation correspondante du surplus d'apport.

b) Actions privilégiées

Actions privilégiées de série A

Les porteurs d'actions privilégiées de série A ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes sont payables trimestriellement le 15^e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année. Le taux de dividende annuel pour la période de cinq ans débutant le 15 janvier 2021 équivaut à 0,8110 \$ par action.

Chaque porteur d'actions privilégiées de série A a le droit, à son gré, de convertir la totalité ou une partie de ses actions privilégiées de série A en actions privilégiées de série B de la Société à raison de une action privilégiée de série B pour chaque action privilégiée de série A convertie, sous réserve de certaines conditions, le 15 janvier 2021 et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite. En outre, la Société a le droit de racheter les actions privilégiées de série A en circulation, que ce soit en totalité ou en partie, le 15 janvier 2021, et le 15 janvier tous les cinq ans par la suite.

Actions privilégiées de série B

Les porteurs d'actions privilégiées de série B auront le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux variable, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes seront payables trimestriellement et se chiffreront à un montant annuel par action privilégiée de série B correspondant à la somme du taux des bons du Trésor de la période trimestrielle précédente, majoré de 2,79 % par année, établi le 30e jour avant le premier jour de la période à taux variable trimestrielle applicable, multiplié par 25,00 \$.

Actions privilégiées de série C

Les porteurs d'actions privilégiées de série C ont le droit de recevoir des dividendes privilégiés en trésorerie cumulatifs à taux fixe, lorsque ceux-ci seront déclarés par le conseil d'administration. Les dividendes sont payables trimestriellement le 15e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre de chaque année à un taux annuel égal à 1,4375 \$ par action. La Société a le droit de racheter les actions privilégiées de série C en circulation, que ce soit en totalité ou en partie.

Rémunération fondée sur des titres de capitaux propres

a) Régime d'options sur actions

La Société a un régime d'options sur actions qui prévoit l'attribution d'options par le conseil d'administration aux employés, aux dirigeants, aux administrateurs et à certains conseillers de la Société et de ses filiales en vue d'acquies des actions ordinaires. Les options attribuées en vertu du régime d'options sur actions seront assorties d'un prix d'exercice ne pouvant être inférieur au prix du marché des actions ordinaires à la date d'attribution de l'option, calculé selon le cours moyen des actions ordinaires, pondéré en fonction du volume, à la Bourse de Toronto, au cours des cinq jours de Bourse précédant la date d'attribution. Le nombre maximal d'actions ordinaires de la Société pouvant être émises à l'exercice d'options attribuées aux termes du régime d'options d'achat d'actions est 4 064 123. Les actions ordinaires visées par une option qui expire ou est résiliée sans avoir été intégralement exercée peuvent être visées par une autre option. Le nombre d'actions ordinaires pouvant être émises à des administrateurs n'exerçant pas de fonctions de gestion au sein de la Société aux termes du régime d'options sur actions ne peut jamais dépasser 1 % des actions ordinaires émises et en circulation. Les options doivent être exercées au cours d'un délai établi par le conseil d'administration, qui ne peut dépasser 10 ans suivant la date d'attribution. Les droits rattachés aux options attribuées aux termes du régime d'options sur actions sont acquis annuellement en tranches égales pendant un délai de quatre à cinq ans suivant la date d'attribution.

	31 décembre 2020		31 décembre 2019	
	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
En circulation au début de l'exercice	737 977	11,52	2 782 599	10,14
Attribuées au cours de l'exercice	51 895	20,52	78 142	14,41
Exercées au cours de l'exercice	(553 660)	10,53	(2 122 764)	9,85
Annulées au cours de l'exercice	(2 673)	20,52	—	—
En circulation à la fin de l'exercice	233 539	15,78	737 977	11,52
Options pouvant être exercées à la fin de l'exercice	129 286	14,56	589 815	10,78

Les options suivantes étaient en circulation au 31 décembre 2020 :

Années d'attribution	Nombre d'options en circulation	Prix d'exercice (\$)	Nombre d'options pouvant être exercées	Échéance
2016	56 531	14,65	56 531	2023
2017	54 411	14,52	54 411	2024
2019	73 375	14,41	18 344	2026
2020	49 222	20,52	—	2027
	233 539		129 286	

La durée de vie contractuelle moyenne pondérée des options sur actions en circulation est de cinq ans.

Une charge de rémunération de 76 \$ a été comptabilisée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 dans le cadre du régime d'options sur actions (64 \$ en 2019).

Exercées

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, 553 660 options ont été exercées, ce qui a donné lieu à l'émission de 192 033 actions. La différence entre les options exercées et les actions émises découle de l'exercice des options sans décaissement par les porteurs et des retenues à la source assumées par la Société, comme l'autorisent le régime d'options sur actions et le conseil d'administration.

Attribuées

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, 51 895 options ont été attribuées. Les options attribuées deviennent acquises en quatre tranches égales jusqu'au 2 mars 2024 et doivent être exercées avant le 2 mars 2027 à un prix d'exercice de 20,52 \$.

La juste valeur est déterminée à la date d'attribution et chaque tranche est comptabilisée selon un calendrier d'acquisition graduelle des droits sur la période au cours de laquelle les options sont acquises. La juste valeur est évaluée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes en tenant compte des modalités auxquelles ces options ont été attribuées.

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour estimer la juste valeur des options attribuées aux bénéficiaires au cours de l'exercice.

	31 décembre 2020
Taux d'intérêt sans risque	1,14 %
Dividende annuel prévu par action ordinaire	0,72 \$
Durée prévue des options	6
Volatilité attendue	19,84 %

La volatilité attendue est estimée en tenant compte de la volatilité historique moyenne du prix des actions.

b) Régime d'actions liées au rendement (régime d'« ALR ») et régime d'unité d'actions différées (régime d'« UAD »)

Régime d'actions liées au rendement

L'objectif du régime d'ALR est de motiver les employés clés et les membres de la haute direction à créer de la valeur économique à long terme pour la Société et ses actionnaires. Cette partie du régime incitatif fondé sur des titres de capitaux propres incite les employés clés et les membres de la haute direction à privilégier la performance de l'entreprise au cours des trois prochaines années par rapport au rendement total pour les actionnaires et à un groupe de pairs. L'attribution est versée à la fin de la période de trois ans en fonction de la performance de la Société par rapport aux objectifs fixés au début de cette période.

La date d'acquisition des droits d'actions liées au rendement est déterminée à la date d'attribution, qu'elle ne doit pas dépasser de trois ans. La juste valeur des droits d'actions liées au rendement est déterminée à la date d'attribution d'après l'estimation de la Société en ce qui a trait au nombre de droits d'actions liées au rendement qui vont éventuellement devenir acquis. À la date d'acquisition des droits, chaque droit d'actions liées au rendement permet à son détenteur d'acquérir une action ordinaire de la Société et tous les dividendes réinvestis de celle-ci accumulés à

partir de la date d'attribution, ces dividendes pouvant être versés en trésorerie, en actions ou en une combinaison des deux à la seule discrétion de la Société.

De temps à autre, la Société fournit des instructions à un fiduciaire conformément aux modalités d'une convention de fiducie visant l'achat d'actions ordinaires de la Société sur le marché libre dans le cadre du régime d'ALR. Ces actions sont détenues en fiducie dans l'intérêt des bénéficiaires, et ce, tant que les droits d'actions liées au rendement n'ont pas été acquis ou qu'elles n'ont pas été annulées. Le coût de ces achats a été déduit du capital social.

Régime d'unité d'actions différées

Conformément au régime d'UAD de la Société, les administrateurs reçoivent une partie de leur rémunération sous forme d'UAD au lieu d'une rémunération en trésorerie. Les dirigeants peuvent choisir de recevoir la totalité ou une partie de leur prime sous forme d'UAD au lieu d'une rémunération en trésorerie. On entend par UAD une unité dont la valeur est déterminée en fonction de la valeur d'une action ordinaire. Lorsqu'un dividende est versé sur les actions ordinaires, des UAD additionnelles correspondant au dividende versé sont créditées au compte d'UAD de l'administrateur ou du dirigeant.

Les UAD ne peuvent être rachetées en trésorerie ou en actions tant que l'administrateur ou le dirigeant n'a pas quitté la Société. Les UAD ne sont pas des actions, elles ne peuvent être converties en actions et elles ne sont pas assorties de droits de vote. Les UAD reçues et détenues par les administrateurs et les dirigeants en remplacement d'une rémunération en trésorerie représentent un investissement à risque dans la Société. La valeur des UAD est fondée sur la valeur des actions ordinaires; elle n'est donc pas garantie.

Sommaire

	31 décembre 2020		31 décembre 2019	
	ALR	UAD	ALR	UAD
Solde au début de l'exercice	462 559	81 498	264 337	56 876
Attribuées au cours de l'exercice	152 994	35 513	330 940	21 533
Payées au cours de l'exercice	(121 028)	(2 601)	(145 322)	—
Expirées au cours de l'exercice	(7 393)	—	(4 842)	—
Réinvestissement de dividendes au cours de l'exercice	16 872	4 080	17 446	3 089
Solde à la fin de l'exercice	504 004	118 490	462 559	81 498

Une charge de rémunération de 3 268 \$ a été comptabilisée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020 dans le cadre du régime d'ALR et du régime d'UAD (4 613 \$ en 2019).

Dividendes

a) Régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD »)

La Société a mis en place un RRD à l'intention de ses actionnaires. Ce régime donne la possibilité aux actionnaires ordinaires admissibles de réinvestir une partie ou la totalité des dividendes qu'ils reçoivent dans l'achat d'actions ordinaires supplémentaires de la Société, sans payer de frais, tels que des frais de courtage et de gestion. Les actions pourront être achetées soit sur le marché libre, soit par l'émission de nouvelles actions. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, 279 648 actions (169 450 actions en 2019) ont été nouvellement émises aux termes du RRD.

b) Dividendes déclarés

Le tableau suivant présente les dividendes déclarés par la Société :

	Exercices clos les 31 décembre			
	2020		2019	
	(\$/action)	Total	(\$/action)	Total
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	0,7200	125 543	0,7000	95 046
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série A	0,9020	3 067	0,9020	3 067
Dividendes déclarés sur les actions privilégiées de série C	1,4375	2 875	1,4375	2 875

Dividendes déclarés non comptabilisés à la clôture de la période de présentation de l'information financière

Le tableau suivant présente les dividendes qui seront versés par la Société le 15 avril 2021 :

Date de l'annonce	Date de clôture des registres	Date du paiement	Dividende par action ordinaire	Dividende par action privilégiée de série A	Dividende par action privilégiée de série B	Dividende par action privilégiée de série C
25 février 2021	31 mars 2021	15 avril 2021	0,1800 \$	0,2027 \$	0,181875 \$	0,359375 \$

24. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

	Écarts de conversion au titre des établissements à l'étranger	Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	Couverture de flux de trésorerie – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Quote-part de la couverture de flux de trésorerie des coentreprises et des entreprises associées – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Total
Solde au 1er janvier 2020	(7 256)	(3 329)	(1 579)	(3 067)	(15 231)
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	(27 032)	—	—	—	(27 032)
Perte de couverture	—	(2 128)	(89 549)	(5 148)	(96 825)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	1 994	648	1 608	—	4 250
Impôt différé connexe	—	—	22 168	974	23 142
Solde au 31 décembre 2020	(32 294)	(4 809)	(67 352)	(7 241)	(111 696)

	Écarts de conversion au titre des établissements à l'étranger	Variation de la juste valeur des instruments financiers désignés comme couvertures d'un investissement net	Couverture de flux de trésorerie – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Quote-part de la couverture de flux de trésorerie des coentreprises et des entreprises associées – risque de taux d'intérêt et risque lié aux prix de l'électricité	Pertes actuarielles au titre des régimes à prestations définies	Total
Solde au 1er janvier 2019	6 947	(6 341)	(25 887)	(8 795)	(416)	(34 492)
Activités abandonnées	17 061	—	(61)	6 112	416	23 528
Écarts de change découlant de la conversion des établissements à l'étranger	(31 713)	—	—	—	—	(31 713)
Profit (perte) de couverture	—	4 021	23 688	(1 872)	—	25 837
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	449	(469)	3 826	—	—	3 806
Impôt différé connexe	—	(540)	(3 145)	1 488	—	(2 197)
Solde au 31 décembre 2019	(7 256)	(3 329)	(1 579)	(3 067)	—	(15 231)

25. RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

a. Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement d'exploitation

	Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019
Débiteurs	(6 977)	(5 315)
Charges payées d'avance et autres	(1 313)	(1 509)
Fournisseurs et autres créditeurs	525	29 226
	(7 765)	22 402

b. Renseignements supplémentaires

	Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019
Charges financières payées relativement aux activités d'exploitation avant les intérêts sur les contrats de location	(182 960)	(194 726)
Intérêts payés sur les contrats de location relativement aux activités d'exploitation	(2 760)	(1 189)
Intérêts inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(7 836)	(16 438)
Intérêts sur les contrats de location inscrits à l'actif relativement aux activités d'investissement	(1 632)	(1 949)
Total des charges financières	(195 188)	(214 302)
<i>Transactions sans effet sur la trésorerie liées aux éléments suivants :</i>		
Variation des immobilisations corporelles impayées	10 756	21 456
Crédit d'impôt à l'investissement	114 341	179 071
Variation des actifs à long terme	12 892	(2 000)
Variation des coûts de développement de projets impayés	146	(919)
Variation des participations dans des coentreprises et des entreprises associées	—	(13 753)
Réévaluation des autres passifs	15 862	30 932
Évaluation initiale des autres passifs	80 140	16 528
Actions ordinaires émises par suite de la conversion de débetures convertibles	1 365	86 652
Actions ordinaires émises par l'intermédiaire de la rémunération fondée sur des titres de capitaux propres	1 440	2 380
Actions ordinaires émises par le biais du régime de réinvestissement des dividendes	5 474	2 402

c. Variations des passifs issus des activités de financement

	Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019
Variations de la dette à long terme		
Dette à long terme au début de l'exercice	4 412 842	4 469 749
Reclassement dans les actifs détenus en vue de la vente	—	(96 515)
Augmentation de la dette à long terme	998 639	1 707 358
Remboursement de la dette à long terme	(1 005 864)	(1 323 827)
Paiement des frais de financement différés	(15 471)	(20 386)
Acquisitions d'entreprises (note 4)	172 252	—
Crédits d'impôt à l'investissement	—	(179 071)
Attributs fiscaux	(21 050)	(88 402)
Crédits d'impôt sur la production	(43 850)	(11 238)
Autres charges financières hors trésorerie	35 642	21 860
Écarts de change, montant net	666	(66 686)
Dette à long terme à la fin de l'exercice	4 533 806	4 412 842
Variations des débetures convertibles		
Débetures convertibles au début de l'exercice	278 827	238 648
Émission de débetures convertibles	—	143 750
Coûts de transaction	—	(6 536)
Rachat de débetures convertibles	—	(13 348)
Débetures convertibles converties en actions ordinaires	(1 365)	(86 652)
Montant classé dans les capitaux propres	—	(709)
Désactualisation des débetures convertibles	2 613	3 674
Débetures convertibles à la fin de l'exercice	280 075	278 827

26. FILIALES NON ENTIÈREMENT DÉTENUES

Nom des filiales	Lieu de constitution et d'exploitation	Pourcentage des titres de participation et des droits de vote détenus par les détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		Bénéfice (perte) attribué(e) aux participations ne donnant pas le contrôle pour les exercices clos les		Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	
		31 décembre 2020	31 décembre 2019	31 décembre 2020	31 décembre 2019	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Harrison Hydro L.P. et ses filiales	Canada	49,99 %	49,99 %	(1 270)	(6 041)	43 965	45 235
Kwoięk Creek Resources L.P. ¹	Canada	50,00 %	50,00 %	(443)	(755)	(13 413)	(12 970)
Parc éolien Mesgi'g Ugiu's'n (MU) S.E.C. ¹	Canada	50,00 %	50,00 %	9 006	8 886	(8 671)	(6 663)
Innergex Sainte-Marguerite, S.E.C.	Canada	49,99 %	49,99 %	(2 673)	(2 497)	(13 941)	(11 268)
Société en commandite Innergex Europe (2015) et ses filiales	Canada/ Europe	30,45 %	30,45 %	(2 001)	(4 409)	(5 035)	(3 080)
Mountain Air Alternatives LLC et ses filiales	États-Unis	37,75 %	— %	1 063	—	59 804	—
HS Orka hf ²	Islande	— %	— %	—	2 133	—	—
Autres	Canada	Divers	Divers	(165)	(487)	(631)	(312)
				3 517	(3 170)	62 078	10 942

1. La Société détient une participation économique de plus de 50 % dans la filiale.

2. En 2019, la Société a vendu sa filiale entièrement détenue, Magma Energy Sweden A.B. (« Magma Sweden »), qui détenait une participation d'environ 53,9 % dans HS Orka hf.

L'information financière relative à chacune des filiales de la Société ayant des participations ne donnant pas le contrôle importantes est résumée ci-après, avant les éliminations intragroupes.

	Exercice clos le 31 décembre 2020					
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex Europe	Mountain Air
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global						
Produits	47 985	18 990	61 401	10 066	95 485	16 995
Charges	50 526	19 875	28 806	15 413	102 057	14 180
(Perte nette) bénéfice net	(2 541)	(885)	32 595	(5 347)	(6 572)	2 815
Autres éléments du résultat global	—	—	(3 117)	—	154	(8 695)
Total du résultat global	(2 541)	(885)	29 478	(5 347)	(6 418)	(5 880)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux						
Propriétaires de la société mère	(1 271)	(442)	23 589	(2 674)	(4 569)	1 752
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 270)	(443)	9 006	(2 673)	(2 001)	1 063
	(2 541)	(885)	32 595	(5 347)	(6 570)	2 815
Total du résultat global attribuable aux						
Propriétaires de la société mère	(1 271)	(442)	21 333	(2 674)	(4 456)	(3 662)
Participations ne donnant pas le contrôle	(1 270)	(443)	8 145	(2 673)	(1 955)	(2 218)
	(2 541)	(885)	29 478	(5 347)	(6 411)	(5 880)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie						
Entrées (sorties) de trésorerie liées aux activités d'exploitation	17 577	(2 746)	49 351	2 547	41 268	8 157
Sorties de trésorerie liées aux activités de financement	(11 564)	(1 742)	(45 254)	(2 384)	(35 406)	(8 971)
Sorties de trésorerie liées aux activités d'investissement	(832)	(127)	(4 805)	(167)	(3 810)	—
Incidence de l'écart de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	—	—	—	—	2 981	(441)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	5 181	(4 615)	(708)	(4)	5 033	(1 255)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	10 153	—	—	1 147

Exercice clos le 31 décembre 2019

	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex Europe
Sommaire du compte de résultat et de l'état du résultat global					
Produits	40 175	18 014	62 880	9 283	94 474
Charges	52 259	19 524	30 717	14 277	108 954
(Perte nette) bénéfice net	(12 084)	(1 510)	32 163	(4 994)	(14 480)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—	(11 199)
Total du résultat global	(12 084)	(1 510)	32 163	(4 994)	(25 679)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère	(6 043)	(755)	23 277	(2 497)	(10 071)
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 041)	(755)	8 886	(2 497)	(4 409)
	(12 084)	(1 510)	32 163	(4 994)	(14 480)
Total du résultat global attribuable aux :					
Propriétaires de la société mère	(6 043)	(755)	23 277	(2 497)	(17 737)
Participations ne donnant pas le contrôle	(6 041)	(755)	8 886	(2 497)	(7 942)
	(12 084)	(1 510)	32 163	(4 994)	(25 679)
Sommaire des tableaux des flux de trésorerie					
Entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation	15 807	5 000	46 912	1 132	36 509
Sorties de trésorerie liées aux activités de financement	(10 986)	(1 650)	(35 253)	(527)	(17 690)
(Sorties) entrées de trésorerie liées aux activités d'investissement	(626)	(191)	(14 035)	(215)	3 521
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	4 195	3 159	(2 376)	390	22 340
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	—	—	11 466	—	—

Sommaire des états de la situation financière

Au 31 décembre 2020						
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex Europe	Mountain Air
Actifs courants	20 670	7 348	22 571	1 173	60 268	14 314
Actifs non courants	562 075	167 201	265 911	121 361	917 529	292 767
	582 745	174 549	288 482	122 534	977 797	307 081
Passifs courants	20 288	9 145	242 088	8 673	158 016	158 851
Passifs non courants	437 471	200 457	23 311	125 262	882 068	18 331
Capitaux propres (déficit) attribuables aux propriétaires	81 021	(21 640)	31 754	2 540	(57 252)	70 095
Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	43 965	(13 413)	(8 671)	(13 941)	(5 035)	59 804
	582 745	174 549	288 482	122 534	977 797	307 081

Au 31 décembre 2019					
	Harrison	Kwoiek	Mesgi'g Ugju's'n	Sainte-Marguerite	Innergex Europe
Actifs courants	17 201	5 962	21 356	1 522	54 565
Actifs non courants	575 070	167 091	277 945	124 121	888 895
	592 271	173 053	299 301	125 643	943 460
Passifs courants	16 700	7 355	248 264	7 688	100 966
Passifs non courants	448 022	202 354	20 641	124 010	898 280
Capitaux propres (déficit) attribuables aux propriétaires	82 314	(23 686)	37 059	5 213	(52 706)
Participations ne donnant pas le contrôle (déficit)	45 235	(12 970)	(6 663)	(11 268)	(3 080)
	592 271	173 053	299 301	125 643	943 460

27. TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

a) Rémunération des principaux dirigeants

Le tableau suivant présente les charges comptabilisées par la Société à l'égard des principaux dirigeants. Les membres du conseil d'administration ainsi que le président et chef de la direction, le chef de la direction financière, le chef de la direction des investissements, et tous les vice-présidents principaux et vice-présidents font partie de ce groupe.

	Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019
Salaires et avantages à court terme	6 258	6 685
Jetons de présence des membres du conseil d'administration	1 026	853
Régime d'actions liées au rendement	1 294	1 764
Paievements fondés sur des actions	76	64
	8 654	9 366

b) Transactions avec des associés

Les transactions entre parties liées menées dans le cours normal des activités sont évaluées à la juste valeur, soit le montant déterminé et convenu par les parties liées, à moins que des exigences particulières aux termes des IFRS ne justifient un traitement différent.

Les filiales de la Société ont conclu les transactions suivantes avec des associés :

- Alliance stratégique et placement privé avec Hydro-Québec (voir la note 23 - Capital des actionnaires)
- Ventes effectuées dans le cadre des CAÉ avec Hydro-Québec (voir la note 33 - Principaux clients)
- EVLO, une filiale d'Hydro-Québec, fournira des batteries dans le cadre d'un projet de stockage d'énergie (ci-dessous)
- Débenture émise par Sainte-Marguerite S.E.C. au RRMD (voir la note 22 b)
- Débenture convertible émise par la Société en commandite Magpie à la municipalité (ci-dessous)
- Débenture émise par la Société en commandite Innergex Europe (2015) au RRMD (ci-dessous)
- L'associé de la Société a consenti un prêt à Kwoiek Creek Resources L.P. (ci-dessous)

Tonnerre Energie SAS a signé un protocole d'entente avec EVLO, une filiale d'Hydro-Québec, pour le projet de stockage d'énergie autonome de 9 MWh en France.

Une débenture convertible de 3 000 \$ a été émise par la Société en commandite Magpie à la Municipalité régionale de comté de Minganie. Cette débenture n'a aucun calendrier de remboursement prédéterminé et arrivera à échéance en janvier 2025. La débenture convertible, laquelle porte intérêt à un taux fixe de 15,5 %, rend la Municipalité régionale de comté de Minganie admissible à une participation de 30 % dans la centrale au moment de la conversion de la débenture, au plus tard le 1er janvier 2025. La Société peut, à son gré, procéder à une conversion anticipée.

Une débenture de 77 957 \$ a été émise par Société en commandite Innergex Europe (2015) à RRMD. Cette débenture porte intérêt à un taux de 8,00 % composé annuellement et est remboursable en versements trimestriels si les fonds sont disponibles. La débenture devra être remboursée en totalité en 2046.

L'associé de la Société dans le projet Kwoiek Creek a consenti un prêt de 3 662 \$ à Kwoiek Creek Resources L.P. Conformément aux ententes liées au projet, chaque associé peut participer au financement du projet. Le prêt porte intérêt à un taux fixe de 10,07 % et arrive à échéance en 2054.

28. INFORMATIONS À FOURNIR À L'ÉGARD DE LA GESTION DES RISQUES FINANCIERS ET DE LA JUSTE VALEUR

Informations à fournir à l'égard de la juste valeur

Le tableau qui suit présente la valeur comptable et la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris leur niveau dans la hiérarchie des justes valeurs. Il ne contient pas de renseignements sur la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur si la valeur comptable correspond à une estimation raisonnable de la juste valeur. La Société a déterminé que la valeur comptable de ses actifs et passifs financiers courants, ainsi que de ses titres garantis par des gouvernements inclus dans les comptes de réserve, s'approchait raisonnablement de leur juste valeur respective en raison de leur nature à court terme et de leur grande liquidité.

	Niveau de la juste valeur	Au 31 décembre 2020		Au 31 décembre 2019	
		Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers non courants évalués au coût amorti					
Autres placements inclus dans les autres actifs non courants	Niveau 2	—	—	2 000	2 000
Passifs financiers non courants évalués au coût amorti					
Prêts et emprunts à long terme	Niveau 2	4 813 881	5 289 788	4 691 669	4 808 403
Instruments financiers dérivés évalués à la juste valeur					
Swaps de taux d'intérêt	Niveau 2	(168 002)	(168 002)	(83 536)	(83 536)
Contrats de change à terme	Niveau 2	(37 113)	(37 113)	(24 269)	(24 269)
Couvertures du prix de l'électricité et couvertures de base	Niveau 3	54 082	54 082	27 757	27 757

Autres placements

Le modèle d'évaluation tient compte de la valeur actualisée des paiements prévus selon un taux d'actualisation ajusté pour tenir compte du risque.

Prêts et emprunts à long terme

La juste valeur de chaque instrument d'emprunt est estimée au moyen de pratiques standards du secteur financier conformément auxquelles les flux de trésorerie futurs prévus sont actualisés à des taux d'actualisation calculés selon le taux d'intérêt et les conditions de crédit en vigueur sur les marchés financiers à la date d'évaluation. En ce qui concerne plus particulièrement les instruments à taux fixe, les flux de trésorerie contractuels sont actualisés à un taux de rendement à l'échéance approprié. En ce qui concerne les instruments à taux variable, les paiements d'intérêt contractuels futurs prévus représentent la somme des niveaux futurs prévus de l'indice des taux d'intérêt de référence et de la marge cotée de l'instrument, tandis que les taux d'actualisation représentent la somme des niveaux futurs prévus de l'indice de référence et d'une marge d'escompte appropriée. Les taux de rendement à l'échéance appropriés et les marges d'escompte sont estimés au moyen des cours ou des prix indicatifs disponibles des instruments d'emprunt individuels ou des indices dont le crédit est réputé comparable aux instruments d'emprunt évalués.

Swaps de taux d'intérêt

La juste valeur est évaluée comme étant la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs estimatifs. Les flux de trésorerie prévus sont actualisés au moyen d'une courbe de rendement conçue à partir de sources semblables qui reflète le taux de référence interbancaire pertinent utilisé par les intervenants du marché à cette fin pour fixer le prix des swaps de taux d'intérêt. La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société et de la contrepartie.

Contrats de change à terme

La juste valeur est évaluée comme étant la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs estimatifs, qui représente la différence entre la valeur du contrat à l'échéance et la valeur établie selon le taux de change que l'institution financière utiliserait si elle renégociait en date de l'état de la situation financière le même contrat. La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société et de la contrepartie, compte tenu des ententes de compensation, le cas échéant.

Couvertures du prix de l'électricité

La juste valeur des couvertures du prix de l'électricité et des couvertures de base est évaluée au moyen d'un modèle d'actualisation des flux de trésorerie. Le calcul de la juste valeur des couvertures du prix de l'électricité et des couvertures de base donne lieu à une incertitude de mesure, car les courbes de prix de l'électricité sont établies selon diverses méthodes et hypothèses qui tiennent compte de certaines données non observables. Au 31 décembre 2020, les prix de l'électricité à terme utilisés dans le calcul de la juste valeur étaient les suivants :

En ce qui a trait à la couverture du prix de l'électricité de Phoebe, les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 15,16 \$ US à 96,65 \$ US le MWh entre le 1er janvier 2021 et le 30 juin 2031.

En ce qui a trait aux couvertures du prix de l'électricité de Salvador, les prix à terme de l'électricité du point d'injection de Polpaico devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 4,99 \$ US à 67,03 \$ US le MWh entre le 1er janvier 2021 et le 31 décembre 2030.

En ce qui concerne la couverture de base de Phoebe, les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South devraient se situer à l'intérieur d'une fourchette de prix allant de 18,00 \$ US à 96,65 \$ US le MWh entre le 1er janvier 2021 et le 31 décembre 2021, tandis que les prix de l'électricité à terme du point d'injection de Phoebe sont calculés en utilisant un écart historique par rapport au réseau ERCOT South de 30,37 \$ US par MWh.

De plus amples informations sont fournies ci-dessous en ce qui concerne la méthodologie utilisée pour établir les courbes des prix à terme de l'électricité.

Couverture du prix de l'électricité de Phoebe : La juste valeur de la couverture du prix de l'électricité est tirée des prix à terme de l'électricité qui ne sont pas établis en fonction des données observables du marché pour l'ensemble de la période contractuelle. Les courbes des prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South sont conçues en utilisant diverses hypothèses en fonction des données de marché observables suivantes disponibles à la date d'évaluation : 1) une combinaison des prix observables et des cours des courtiers hors cote obtenus jusqu'en novembre 2030; et 2) pour les sept mois restant jusqu'en juin 2031, les prix extrapolés qui reposent sur le taux de croissance implicite des contrats à terme normalisés sur le prix NYMEX du gaz naturel.

Couvertures du prix de l'électricité de Salvador : La juste valeur des couvertures du prix de l'électricité est tirée des prévisions des prix à terme de l'électricité, lesquelles ne sont pas établies en fonction des données observables du marché. Ces prévisions sont établies à partir de diverses hypothèses en fonction des prix historiques du marché, de l'offre, de la demande et des volumes de congestion observés sur le réseau chilien, ainsi que de modèles économétriques. En outre, comme le volume nominal des couvertures du prix de l'électricité n'est pas déterminé contractuellement, le volume estimé est établi à partir de diverses hypothèses telles que la demande prévue et le volume d'électricité dont on prévoit l'attribution au terme d'enchères de marché.

Couverture de base de Phoebe : La juste valeur de la couverture de base est tirée des prix à terme de l'électricité observables du réseau ERCOT South pour la durée de la période du contrat et d'une courbe des prix à terme du point d'injection de Phoebe conçue en utilisant diverses hypothèses en fonction des données de marché observables suivantes disponibles à la date d'évaluation : 1) les prix à terme de l'électricité du réseau ERCOT South pour la durée de la période du contrat, 2) l'écart historique entre les prix du réseau ERCOT South et du point d'injection de Phoebe depuis juillet 2019 (la « période observable ») et 3) l'écart historique antérieur à juillet 2019 entre les prix du réseau ERCOT South et une approximation pour le point d'injection de Phoebe, après ajustement en fonction du différentiel de prix moyen entre le point d'injection de Phoebe et son approximation au cours de la période observable.

La juste valeur estimative est assujettie à un ajustement lié au risque de crédit qui reflète le risque de crédit de la Société ou de la contrepartie.

Les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé sont comptabilisées dans les comptes consolidés de résultat, à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers.

Gestion des risques financiers

La Société est exposée à divers risques financiers, soit le risque de marché (par exemple, taux d'intérêt, taux de change, prix de l'énergie et autres), le risque de crédit et le risque de liquidité. L'objectif de la Société en matière de gestion des risques financiers est de garantir le taux de rendement interne à long terme de ses projets énergétiques en atténuant l'incertitude liée à la fluctuation de certaines variables clés.

La direction est responsable de l'établissement de contrôles et de procédures visant à garantir que les risques financiers sont gérés à des niveaux acceptables. La Société n'a pas recours à des instruments financiers dérivés à des fins de spéculation.

a. Risque de marché

Le risque de marché est lié aux fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie futurs d'un instrument financier en raison de variations des cours du marché. Le risque de marché comprend le risque de taux d'intérêt, le risque de change et le risque lié au prix de l'électricité.

j) Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt s'entend du risque que les flux de trésorerie futurs ou la juste valeur d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Les actifs financiers et les passifs financiers à taux d'intérêt variable exposent la Société à un risque de taux d'intérêt lié aux flux de trésorerie. Le risque que la Société réalise une perte à la suite d'une baisse de la juste valeur d'un titre à court terme inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie et les placements à court terme est limité, car ces placements, bien que facilement convertibles en trésorerie, sont généralement détenus jusqu'à leur échéance.

L'exposition des flux de trésorerie de la Société au risque de taux d'intérêt concerne principalement les prêts et emprunts à long terme à taux variable. La direction atténue ce risque en concluant des accords de financement à taux fixe ou des accords de swap de taux d'intérêt liés à ses accords de financement à taux variable. De temps à autre, la Société peut conclure des contrats à terme sur obligations pour préouverture du risque de taux d'intérêt lié aux futures émissions de dette en fixant un taux d'intérêt pendant la période précédant l'exécution de l'accord de financement.

La Société a désigné les instruments financiers dérivés suivants comme couverture de flux de trésorerie¹ :

Projet	Devise du notionnel ²	Taux variable	Taux du swap	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeurs nominales	
						31 décembre 2020	31 décembre 2019
Siège social							
Innergex	CAD	CDOR	2,18 %	2027	2023	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,33 %	2028	2023	30 000	30 000
Innergex	CAD	CDOR	2,33 %	2028	2023	52 600	52 600
Innergex	CAD	CDOR	2,33 %	2024	Aucune	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,30 %	2024	Aucune	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	4,25 %	2031	2022	31 105	33 205
Innergex	CAD	CDOR	1,89 %	2029	2023	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	1,92 %	2029	2023	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,08 %	2034	2029	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,12 %	2034	2023	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,24 %	2049	2029	20 000	20 000
Innergex	CAD	CDOR	2,19 %	2049	2029	25 000	25 000
Alterra	CAD	CDOR	2,16 %	2023	Aucune	29 000	29 000
Alterra	CAD	CDOR	2,32 %	2023	Aucune	49 000	49 000
Secteur de la production hydroélectrique							
Ashlu Creek	CAD	CDOR	4,61 %	2035	2025	41 406	44 110
Ashlu Creek	CAD	CDOR	4,60 %	2035	2025	41 406	44 110
Fitzsimmons Creek	CAD	CDOR	2,85 %	2041	2021	17 244	17 642
Secteur de la production éolienne							
Rougemont 1	EUR	EURIBOR	1,30 %	2032	Aucune	62 240	61 822
Rougemont 2	EUR	EURIBOR	1,30 %	2032	Aucune	37 970	37 732
Rougemont 2	EUR	EURIBOR	1,48 %	2032	Aucune	34 469	34 253
Vaites	EUR	EURIBOR	1,28 %	2032	Aucune	66 423	66 178
Cartier	CAD	CDOR	2,83 %	2032	Aucune	489 216	530 982
Mesgi'g Ugju's'n	CAD	CDOR	1,91 %	2026	Aucune	76 735	84 872
Cholletz	EUR	EURIBOR	2,64 %	2030	Aucune	12 433	12 778
Foard City	USD	LIBOR	2,07 %	2029	2026	13 275	14 956
Foard City	USD	LIBOR	2,43 %	2029	2026	11 647	14 117
Mountain Air	USD	LIBOR	2,03 %	2029	Aucune	20 821	—
Secteur de la production solaire							
Stardale	CAD	CDOR	3,60 %	2032	Aucune	69 125	71 666
Phoebe	USD	LIBOR	3,07 %	2037	2026	129 939	135 435
Kokomo	USD	LIBOR	1,85 %	2026	Aucune	5 190	5 603
Spartan	USD	LIBOR	2,31 %	2024	Aucune	11 458	12 237
Hillcrest	USD	LIBOR	0,95 %	2040	2028	93 999	—
						1 611 701	1 567 298

1. La Société applique un ratio de couverture de 1:1 et détermine l'existence d'une relation économique entre l'instrument de couverture et l'élément couvert sur la base des taux d'intérêt de référence, des échéances et des valeurs nominales. La Société évalue si le dérivé désigné dans chaque relation de couverture est censé être efficace pour compenser les variations des flux de trésorerie de l'élément couvert en utilisant la méthode du dérivé hypothétique.
2. Les swaps en dollars américains sont convertis au taux fixe de 1,2732 \$ CA et les swaps en euros sont convertis au taux fixe de 1,5608 \$ CA.

Instruments de couverture des taux d'intérêt conclus au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020

Hillcrest : Le 12 mai 2020, la Société a conclu trois ententes de swap de taux d'intérêt libellées en dollars américains pour atténuer le risque de taux d'intérêt lié à l'emprunt à terme d'Hillcrest. Au 31 décembre 2020, les montants nominaux totalisaient 73 829 \$ US (93 999 \$). Les contrats viendront à échéance en 2040. La juste valeur est fondée sur des techniques d'évaluation de niveau 2. La Société a désigné les swaps de taux d'intérêt comme des couvertures de flux de trésorerie à des fins comptables.

Mountain Air : Le 15 juillet 2020, la Société a acquis, dans le cadre de l'acquisition de Mountain Air, une entente de swap de taux d'intérêt visant à atténuer le risque de taux d'intérêt sur un prêt à terme repris par Mountain Air. Au 31 décembre 2020, le montant nominal totalisait 16 353 \$ US (20 821 \$). L'entente viendra à échéance en 2029.

Sensibilité

Une variation raisonnablement possible de 10 points de base des taux d'intérêt à la date de clôture aurait entraîné une augmentation (une diminution) du bénéfice (de la perte) et des autres éléments du résultat global correspondant aux montants indiqués dans le tableau ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

	Bénéfice (perte)		Autres éléments du résultat global	
	Augmentation de 10 pdb	Diminution de 10 pdb	Augmentation de 10 pdb	Diminution de 10 pdb
31 décembre 2020				
Swaps de taux d'intérêt	51	(46)	10 795	(11 462)
31 décembre 2019				
Swaps de taux d'intérêt	600	(719)	9 555	(9 445)

ii) Risque de change

Le risque de change s'entend du risque que les flux de trésorerie futurs ou la juste valeur d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux de change, à savoir le dollar américain et l'euro par rapport au dollar canadien.

La Société est exposée au risque de change transactionnel dans la mesure où il existe un décalage entre les différentes devises dans lesquelles sont libellés les ventes, les achats, les créances et les emprunts et les monnaies fonctionnelles respectives de la Société et de ses filiales. En dehors de la construction de projets de production d'énergie renouvelable, ces risques transactionnels sont limités étant donné que la majorité des transactions sont effectuées dans les monnaies fonctionnelles respectives de la Société ou de ses filiales.

La Société a des filiales en Europe dont les produits, déduction faite des charges qu'elles engagent, sont rapatriés au Canada. Les contrats de change à terme de la Société sont libellés en euros. Les fonds rapatriés qui ne sont pas utilisés aux fins du service des contrats de change à terme libellés en euros sont convertis en dollars canadiens au taux de change en vigueur à la date de conversion.

La Société a désigné les instruments financiers dérivés suivants comme couverture d'investissement net¹ :

Contrats	Échéance	Option de résiliation anticipée	Valeurs nominales	
			31 décembre 2020	31 décembre 2019
Contrats utilisés pour couvrir le risque de change				
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7220 \$ CA pour 1 €	2022	Aucune	150 505	154 653
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2042 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7196 \$ CA pour 1 €	2022	Aucune	44 353	46 377
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2041 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,6650 \$ CA pour 1 €	2023	Aucune	99 822	103 630
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7516 \$ CA pour 1 €	2023	Aucune	149 247	155 873
Contrats de change à terme amortis jusqu'en 2043 et permettant une conversion à un taux fixe de 1,7698 \$ CA pour 1 €	2023	Aucune	72 106	75 002
			516 033	535 535

1. La Société applique un ratio de couverture de 1:1. La Société détermine l'existence d'une relation économique entre l'instrument de couverture et l'élément couvert en fonction de la devise et des montants nominaux. La Société évalue si le dérivé désigné dans chaque relation de couverture est censé être efficace pour compenser les variations des flux de trésorerie de l'élément couvert en utilisant la méthode du dérivé hypothétique.

Sensibilité

Un renforcement (affaiblissement) raisonnablement possible de 1 % de l'euro par rapport au dollar canadien à la date de clôture aurait augmenté (diminué) le bénéfice (la perte) et les autres éléments du résultat global des montants indiqués ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

	Bénéfice (perte)		Autres éléments du résultat global	
	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %	Augmentation de 1 %	Diminution de 1 %
31 décembre 2020				
Contrats de change à terme	(3 948)	3 997	(742)	695
31 décembre 2019				
Contrats de change à terme	(4 852)	4 855	535	(537)

iii) Risque de prix de l'électricité

Le risque de prix de l'électricité s'entend du risque que les flux de trésorerie futurs ou la juste valeur d'un instrument financier fluctuent en raison des variations des cours du marché de l'électricité.

La plupart des ventes d'électricité font l'objet d'ententes à long terme dans le cadre desquelles les preneurs sont liés par des contrats d'achat ferme de la production totale à des prix prédéterminés, jusqu'à concurrence de certains plafonds annuels, et ces prix sont généralement soumis à une inflation annuelle. L'électricité produite par certaines installations de la Société est vendue sur le marché libre en utilisant des couvertures de l'électricité pour gérer l'exposition au risque du prix du marché.

Couverture du prix de l'électricité de Phoebe

Dans le cadre du projet solaire Phoebe, la Société est assujettie à un contrat de couverture du prix de l'électricité de 12 ans, en vigueur du 1er juillet 2019 au 30 juin 2031. La couverture du prix de l'électricité a été désignée aux fins de la comptabilité de couverture jusqu'au 30 septembre 2019. À la lumière de nouvelles informations, la direction a révisé, avec prise d'effet le 1er octobre 2019, sa méthodologie de calcul des prix à terme du point d'injection afin de refléter plus fidèlement le risque de différentiel. Par conséquent, la couverture du prix de l'électricité de Phoebe ne répond plus aux critères d'efficacité de la couverture. La couverture du prix de l'électricité de Phoebe est comptabilisée à la juste valeur, et les variations sont comptabilisées à titre de variations de la juste valeur des instruments financiers. La perte nette latente comptabilisée à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers s'est chiffrée à 11 210 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Sensibilité

Une variation raisonnablement possible de 10 % des prix à terme du réseau ERCOT South à la date de clôture aurait entraîné une augmentation (une diminution) du bénéfice (de la perte) et des autres éléments du résultat global correspondant aux montants indiqués dans le tableau ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

	Bénéfice (perte)	
	Augmentation de 10 %	Diminution de 10 %
31 décembre 2020		
Couverture du prix de l'électricité	(18 541)	18 541
31 décembre 2019		
Couverture du prix de l'électricité	(18 249)	18 195

Couvertures du prix de l'électricité de Salvador

Le 14 mai 2020, la Société a acquis, lors de l'acquisition de Salvador, un portefeuille de contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») synthétiques, qui agissent à titre de couvertures du prix de l'électricité. Les couvertures du prix de l'électricité de Salvador sont comptabilisées à la juste valeur, et les variations ultérieures sont comptabilisées à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers. Le profit net latent comptabilisé à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers se chiffre à 815 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Sensibilité

Une variation raisonnablement possible de 10 % des prix à terme du point d'injection de Polpaico à la date de clôture aurait entraîné une augmentation (une diminution) du bénéfice (de la perte) et des autres éléments du résultat global correspondant aux montants indiqués dans le tableau ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

	Bénéfice (perte)	
	Augmentation de 10 %	Diminution de 10 %
31 décembre 2020		
Couverture du prix de l'électricité	(1 065)	1 065

Couverture de base de Phoebe

Le 2 août 2019, la Société a conclu un contrat de couverture de base de 2 ans, en vigueur du 1er novembre 2019 au 31 décembre 2021, afin d'atténuer le risque de différentiel. La couverture de base est comptabilisée à la juste valeur, et les variations ultérieures sont comptabilisées au compte consolidé de résultat, à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers. Le profit net latent comptabilisé à titre de variation de la juste valeur des instruments financiers s'est chiffré à 13 059 \$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Sensibilité

Une variation raisonnablement possible de 100 points de base d'écart entre les prix à terme au point de livraison ERCOT South et au point d'injection de Phoebe à la date de clôture aurait entraîné une augmentation (une diminution) du bénéfice (de la perte) et des autres éléments du résultat global correspondant aux montants indiqués dans le tableau ci-dessous. Cette analyse part du principe que toutes les autres variables demeurent constantes.

	Bénéfice (perte)	
	Augmentation de 100 pdb	Augmentation de 100 pdb
31 décembre 2020		
Couverture de base	(742)	742
31 décembre 2019		
Couverture de base	(1 487)	1 487

iv) Comptabilité de couverture

Une révision et une réforme fondamentales des principaux taux d'intérêt de référence sont en cours partout dans le monde. Il existe une incertitude quant au calendrier et aux méthodes de transition pour le remplacement des taux interbancaires offerts (IBOR) de référence existants par d'autres taux. En raison de ces incertitudes, un jugement comptable important est nécessaire pour déterminer si certaines relations de comptabilité de couverture qui couvrent la variabilité du risque de change et de taux d'intérêt en raison des changements prévus des IBOR continuent à être admissibles à la comptabilité de couverture au 31 décembre 2020. Les IBOR continuent d'être utilisés comme taux de référence sur les marchés financiers et sont utilisés dans l'évaluation des instruments dont l'échéance dépasse la date de fin prévue pour les IBOR. Par conséquent, la Société estime que la structure actuelle du marché permet de maintenir la comptabilité de couverture au 31 décembre 2020.

Tous les instruments de couverture sont comptabilisés dans la tranche courante ou dans la tranche non courante des instruments financiers dérivés dans les états consolidés de la situation financière. Au 31 décembre 2020, les éléments suivants ont été désignés en tant qu'instruments de couverture afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt et le risque de change :

	Valeur nominale de l'instrument de couverture	Valeur comptable de l'instrument de couverture	
		Actif	Passif
Couvertures de flux de trésorerie :			
Risque de taux d'intérêt			
Swaps de taux d'intérêt	1 599 268	1 774	(169 577)
Couvertures d'un investissement net :			
Risque de change			
Contrats de change à terme	87 741	1 411	(5 905)

Le tableau suivant présente un sommaire de l'incidence des couvertures inefficaces et des profits (pertes) de couverture au 31 décembre 2020 :

	Variations de la juste valeur de l'instrument de couverture comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	Couvertures inefficaces comptabilisées en résultat net	Montant provenant de la réserve de couvertures de flux de trésorerie reclassé en résultat net
Couverture de flux de trésorerie			
Risque de taux d'intérêt			
Swaps de taux d'intérêt	(86 108)	(1 417)	(23)
Risque de prix de l'électricité			
Couverture du prix de l'électricité ¹	—	—	3 464
Couverture d'un investissement net dans un établissement à l'étranger			
Risque de change			
Contrats de change à terme	2 128	672	(203)

1. Le solde de la réserve de couverture de flux de trésorerie lié au risque de prix de l'électricité à laquelle la comptabilité de couverture n'est plus appliquée est de 33 069 \$.

L'inefficacité est comptabilisée dans la variation de la juste valeur des instruments financiers dans les comptes consolidés de résultat.

En ce qui concerne les relations de couverture couvrant le risque de taux d'intérêt et le risque de change, l'ajustement en fonction de l'évaluation du crédit apporté à la juste valeur des dérivés de couverture et la désignation de dérivés de couverture dont la juste valeur est autre que nulle au moment de la conclusion de la relation de couverture peuvent entraîner l'inefficacité de la couverture.

b. Risque de crédit

Le risque de crédit s'entend du risque de perte financière pour la Société qui peut résulter du non-respect par une partie de ses obligations contractuelles. L'exposition maximale au risque de crédit à la date de clôture correspond à la valeur comptable des actifs financiers de la Société.

i) Trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions et réserves

Au 31 décembre 2020, la Société détenait de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des liquidités soumises à des restrictions (note 13) et des réserves incluses dans les autres actifs à long terme (note 15). La Société limite son risque de crédit de contrepartie sur ces actifs en traitant avec de grandes institutions financières canadiennes hautement cotées et, dans une moindre mesure, avec de grandes institutions financières américaines et européennes. La Société n'a enregistré aucune perte de valeur sur ces actifs financiers.

ii) Débiteurs

La plupart des créances clients de la Société proviennent des ventes d'électricité effectuées à des sociétés de services publics, y compris Hydro-Québec, British Columbia Hydro and Power Authority, Hydro One Inc. et ses sociétés liées, Idaho Power Company et Électricité de France. Ces sociétés de services publics sont très bien notées par les différentes agences de notation.

Les débiteurs comprennent également les taxes à la consommation et les crédits d'impôt à l'investissement qui sont à recevoir des gouvernements, et ont trait principalement au développement et à la construction de projets.

Au 31 décembre 2020, 9 547 \$ (3 616 \$ en 2019) de clients et autres débiteurs étaient en souffrance depuis plus de 90 jours, et des radiations totales de créances dépréciées de 176 \$ (438 \$ en 2019) ont été comptabilisées au cours de l'exercice. Étant donné que les pertes de crédit attendues sont minimes, les pertes de crédit attendues attribuables au vieillissement des créances n'ont pas été présentées.

iii) Dérivés

Une contrepartie est considérée comme admissible à effectuer des transactions avec la Société dans le cadre d'opérations de couverture de taux d'intérêt ou de devises si et tant que la contrepartie est une banque, une compagnie d'assurance, un courtier en valeurs mobilières, une banque d'investissement ou une autre institution financière, ou toute société affiliée à l'une d'entre elles dont la dette à long terme est notée « A- » (stable) (ou son équivalent) ou mieux par l'une des agences suivantes : i) Standard & Poor's Corporation, ii) Moody's Investor Services Inc., iii) DBRS Limited, ou iv) Fitch Ratings.

c. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société à effectuer les paiements des passifs au fur et à mesure qu'ils deviennent exigibles. Certaines clauses restrictives des contrats d'emprunt à long terme pourraient également empêcher la Société de rapatrier les fonds provenant de certaines filiales.

Des options de résiliation anticipée sont intégrées à certains instruments de couverture. L'exercice de telles options pourrait exposer la Société à un risque de liquidité. Si une option de résiliation anticipée devait être exercée, la perte réalisée présumée serait contrebalancée par les économies réalisées sur les charges futures, puisqu'une valeur négative découlerait d'un environnement où les taux réels sont plus favorables que les taux incorporés au swap.

La Société avait un fonds de roulement négatif de 584 278 \$ au 31 décembre 2020 (fonds de roulement négatif de 335 721 \$ en 2019). Si besoin est, la Société peut utiliser ses facilités de crédit renouvelables, dont un montant de 457 806 \$ était disponible au 31 décembre 2020 (161 922 \$ en 2019). En outre, advenant une baisse des produits en raison de la diminution de la production ou de bris de matériel importants, la Société possède des comptes de réserve (tel qu'il est décrit à la note 19) et est couverte par des régimes d'assurance. La Société estime que son fonds de roulement actuel est suffisant pour combler ses besoins.

Le tableau suivant présente les flux de trésorerie contractuels des passifs financiers.

	Moins de un an	Entre un an et cinq ans	Plus de cinq ans	Total
Passifs financiers non dérivés				
Fournisseurs et autres créditeurs	190 333	—	—	190 335
Prêts et emprunts à long terme ¹	315 349	1 665 556	4 675 814	6 656 719
Autres passifs	1 018	843	26 461	28 322
Obligations locatives	14 380	64 159	270 669	349 208
Passifs financiers dérivés				
Swaps de taux d'intérêt	46 333	126 320	65 951	238 604
Contrats de change à terme	18 180	40 255	—	58 435
Couverture du prix de l'électricité	7 355	18 543	35 679	61 577
Couverture de base	22 582	—	—	22 582
Total	615 532	1 915 676	5 074 574	7 605 782

1. Comme l'indique la note 21, certains prêts et emprunts à long terme sont soumis à des conditions financières et non financières qui pourraient faire en sorte que certains flux de trésorerie contractuels soient payables beaucoup plus tôt que ce qui est indiqué dans le tableau ci-dessus.

29. ENGAGEMENTS

a. Contrats d'achat d'électricité

Installations du Québec

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 25 ans et qui viennent à expiration entre 2021 et 2039, Hydro-Québec a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations et les parcs éoliens situés dans la province de Québec. Certaines installations sont tenues de fournir une quantité maximale et une quantité minimale convenues d'électricité au cours de chacune des périodes de 12 mois consécutifs.

Le CAÉ de la centrale Sainte-Marguerite a atteint la fin de sa durée initiale de 25 ans en décembre 2018. La Société a fait parvenir à Hydro-Québec son avis de renouvellement automatique pour une durée additionnelle de 25 ans. Des discussions sur les modalités de renouvellement sont en cours conformément au processus de renouvellement du CAÉ initial.

Installations de la Colombie-Britannique

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 40 ans et qui viennent à expiration entre 2023 et 2057, British Columbia Hydro and Power Authority a convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations situées dans la province de la Colombie-Britannique.

Dans son ordonnance G-278-19 datée du 8 novembre 2019 (l'« ordonnance de la BCUC »), la BCUC a refusé de déterminer si le CAÉ de Walden et le CAÉ de Brown Lake étaient dans l'intérêt public en l'absence d'un régime intégré des ressources mis à jour et approuvé par BC Hydro. Cependant, la BCUC est prête à envisager d'accepter le renouvellement des CAÉ pour des périodes inférieures à 40 ans afin de permettre la conclusion du prochain régime intégré des ressources de BC Hydro. La Société et BC Hydro ont modifié le renouvellement du CAÉ de Brown Lake comme l'a suggéré la BCUC, afin que sa durée ne dépasse pas trois ans et se termine le 31 octobre 2022. Cayoose Creek Power Limited Partnership et BC Hydro ont convenu de résilier le renouvellement du CAÉ de Walden conformément aux modalités de ce dernier et de continuer d'effectuer des transactions aux termes du contrat d'achat d'électricité initialement conclu entre BC Hydro et ESI Power Corp. daté du 16 août 1990 et de l'accord d'abstention initialement conclu entre BC Hydro et ESI Power-Walden Corporation daté du 1er avril 2014. Au 31 décembre 2020, la BCUC n'avait pas encore accepté le renouvellement modifié du CAÉ de Brown Lake.

Installations de l'Ontario

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 30 ans et qui viennent à expiration entre 2025 et 2032, Hydro One Inc. et ses sociétés liées ont convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations situées en Ontario.

Installations de l'Europe

Aux termes des CAÉ, dont les durées sont de 15 ans et qui viennent à expiration entre 2024 et 2032, Électricité de France et S.I.C.A.E Oise ont convenu d'acheter la totalité de l'énergie électrique produite par les installations situées en France.

Installation des États-Unis

Aux termes d'un CAÉ, d'une durée de 35 ans qui vient à expiration en 2030, Idaho Power Company a convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par Horseshoe Bend Hydroelectric Corporation.

Aux termes des CAÉ, dont les durées varient de 20 à 25 ans et qui viennent à expiration entre 2036 et 2042, les clients ont convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par les parcs solaires Kokomo et Spartan.

Aux termes d'un CAÉ d'une durée de 15 ans qui vient à expiration en 2034, un client a convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par le parc solaire Hillcrest.

Aux termes d'un CAÉ d'une durée de 20 ans qui vient à expiration en 2033, Idaho Power Company a convenu d'acheter la totalité de l'électricité produite par les parcs éoliens de Mountain Air.

b. Autres engagements

i) Centrales hydroélectriques

La Société et ses filiales ont conclu des contrats de redevances et d'autres engagements à l'égard de municipalités environnantes, de propriétaires de terrains et de l'exploitation des centrales hydroélectriques.

Centrale d'Ashlu Creek

La participation dans les actifs du projet sera cédée à une Première Nation en 2049 pour une contrepartie financière symbolique.

Centrale de Boulder Creek

Quarante pour cent de la participation de la Société dans le projet sera cédée à l'associé, une Première Nation, en 2057, sans contrepartie financière.

Centrale de Big Silver

Cinquante pour cent des actifs du projet seront cédés à l'un des associés des Premières Nations en 2056, sans contrepartie financière.

Installation de Glen Miller

Glen Miller Power, Limited Partnership a conclu un contrat de location de 30 ans se terminant en décembre 2035, à l'égard de l'emplacement en exploitation commerciale. Le contrat de location comporte une option de prolongation de 15 ans selon des modalités à négocier.

Glen Miller Power, Limited Partnership s'est engagée à rendre l'installation au locateur de l'emplacement, à la fin du contrat de location, sans contrepartie.

Harrison Hydro L.P.

La participation dans Douglas Creek Project L.P. et dans Tipella Creek Project L.P. sera cédée à une Première Nation en 2069, sans contrepartie financière.

Centrale de Kwoiek Creek

La propriété du projet par la Société sera transférée en 2054 à l'associé, une Première Nation, sans contrepartie financière. Par la suite, la Société recevra une redevance fondée sur un pourcentage des produits bruts, déduction faite des coûts d'exploitation.

Installation de Rutherford Creek

Rutherford L.P. a convenu de verser un certain montant aux anciens propriétaires après l'expiration du CAÉ de Rutherford Creek en 2024. Ce montant est fonction de la différence entre le prix de vente d'électricité alors en vigueur et le dernier prix de vente d'électricité aux termes du contrat, ajusté chaque année après la fin de ce contrat à 50 % de l'augmentation ou de la diminution de l'IPC au cours des 12 derniers mois. Ce montant correspondra à 35 % des produits bruts attribuables à cette différence, pour la période de 20 ans suivant l'expiration du contrat d'achat d'électricité. La portion du paiement correspondra à 30 % des produits bruts attribuables à cette différence après la période de 20 ans. Cette obligation est garantie par la centrale de Rutherford L.P., mais subordonnée à l'emprunt à terme.

Centrale de Tretheway

Cinquante pour cent de la participation de la Société sera cédée à une Première Nation en 2055, sans contrepartie financière.

Centrale d'Upper Lillooet

Quarante pour cent de la participation de la Société dans le projet sera cédée à l'associé, une Première Nation, en 2057, sans contrepartie financière.

ii) Parcs éoliens

La Société et ses filiales ont conclu des contrats de redevances et d'autres engagements liés à des montants à mettre de côté pour le démantèlement des composantes des parcs éoliens, ainsi que des engagements envers certaines municipalités environnantes, envers des propriétaires de terrains et à l'égard de l'exploitation des parcs éoliens.

Griffin Trail Wind, LLC a conclu un contrat pour la construction de toutes les installations autres que les éoliennes du projet pour construire le projet de parc éolien.

Europe

Les filiales françaises ont conclu des engagements qui se rapportent à des baux fonciers et à des contrats d'entretien et de gestion relatifs à l'exploitation des parcs éoliens.

iii) Parcs solaires

Stardale Solar L.P. et Phoebe Energy Project LLC ont conclu des contrats d'exploitation et d'entretien des parcs solaires respectifs.

Hillcrest Solar I, LLC a conclu un accord d'ingénierie, d'achat et de fourniture de transformateurs pour la construction du projet solaire.

c. Sommaire des engagements

Au 31 décembre 2020, les paiements prévus au titre des engagements sont les suivants :

Années des paiements prévus	Moins de 1 an	De 1 à 5 ans	Par la suite	Total
Obligations d'achat	81 220	128 078	253 677	462 975
Paiements variables au titre des contrats de location	8 828	44 163	10 654	63 645
Total	90 048	172 241	264 331	526 620

30. ÉVENTUALITÉS

La Société est assujettie à diverses réclamations qui surviennent dans le cours normal des activités. La direction estime que des provisions suffisantes ont été constituées dans les comptes. Bien qu'il soit impossible d'estimer l'importance des coûts et des pertes éventuels, le cas échéant, la direction estime que le dénouement de ces éventualités n'aura aucune incidence défavorable sur la situation financière de la Société.

Avis de réduction de BC Hydro

En mai 2020, Innergex a reçu des avis de BC Hydro en lien avec six centrales hydroélectriques de la Société en Colombie-Britannique indiquant que BC Hydro n'accepterait ni n'achèterait d'énergie dans le cadre des contrats d'achat d'électricité (« CAÉ ») applicables au-delà d'un niveau de réduction spécifié pour la période allant du 22 mai 2020 au 20 juillet 2020. Les niveaux de réduction spécifiés étaient de 0,0 MWh pour les installations de Jimmie Creek (comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence), d'Upper Lillooet River, de Northwest Stave River et de Boulder Creek, 2,0 MWh pour l'installation de Tretheway Creek et 4,0 MWh pour l'installation de Big Silver Creek.

BC Hydro cite la pandémie de COVID-19 actuelle et les mesures gouvernementales connexes prises en réponse à celle-ci comme constituant un événement de « force majeure » au titre des CAÉ, et entraînant une situation dans laquelle BC Hydro n'est pas en mesure d'accepter ou d'acheter de l'énergie au titre des CAÉ. Les avis à Innergex font suite aux déclarations publiques de BC Hydro concernant les mesures qu'elle prend pour faire face à la réduction de la demande d'électricité durant la pandémie de COVID-19 et aux défis connexes à l'exploitation sécuritaire de son système hydroélectrique.

Innergex conteste que la pandémie actuelle et les mesures gouvernementales connexes empêchent de quelque façon que ce soit BC Hydro de remplir ses obligations d'acceptation et d'achat d'énergie en vertu des CAÉ ou lui permettent d'invoquer les dispositions de « force majeure » des CAÉ pour suspendre ces obligations. Innergex reconnaît que BC Hydro conserve des droits de « fermeture » en vertu des CAÉ, qui lui permettent d'exiger d'Innergex qu'elle contraigne ou arrête ses installations dans certaines circonstances, notamment pour éviter un risque pour la sécurité ou la stabilité. Lorsque BC Hydro exerce ce droit, elle est tenue, en vertu des CAÉ, d'indemniser Innergex pour l'énergie qui aurait été produite dans les installations en l'absence de la réduction. Innergex s'est conformée à la demande de réduction de BC Hydro, mais l'a fait sous toute réserve et cherche à faire valoir ses droits en vertu des CAÉ sur la base décrite ci-dessus. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, les produits tirés de l'énergie admissibles réels qui auraient été générés dans les installations en l'absence de la réduction s'élèvent respectivement à 13 031 \$ (14 758 \$ sur la base des produits proportionnels¹).

1. Les produits proportionnels ne sont pas une mesure reconnue par les IFRS et peuvent donc ne pas être comparables aux mesures présentées par d'autres émetteurs. Veuillez vous reporter à la note 17, Information sectorielle, pour obtenir plus d'information.

Droits d'utilisation de l'eau d'Harrison Hydro L.P.

Le 23 mars 2017, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau (Comptroller of the Water Rights) a émis des états des redevances ajustés à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les exercices 2011 et 2012, d'un montant total de 3 181 \$ relativement aux droits d'utilisation de l'eau devant être facturés en vertu de la loi intitulée Water Act. Le montant réclamé a été versé sous toute réserve et Harrison Hydro L.P. et ses filiales ont déposé un avis d'appel de cette décision à l'Environmental Appeal Board.

Le 26 juillet 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une décision autorisant l'appel et a ordonné au contrôleur des droits d'utilisation de l'eau de rembourser à chaque société en commandite la quote-part du montant ajusté des droits d'utilisation de l'eau payé en trop de 3 181 \$ à Harrison Hydro L.P. et ses filiales pour les années 2011 et 2012. Le 22 novembre 2019, l'Environmental Appeal Board de la Colombie-Britannique a rendu une autre décision confirmant que la somme portera intérêt à compter du 28 juin 2017 jusqu'à la date de son remboursement. Le 20 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a déposé auprès de la Cour suprême de la Colombie-Britannique une requête en révision judiciaire de l'ordonnance de l'Environmental Appeal Board de restituer à Harrison Hydro L.P. et ses filiales le montant en droits d'utilisation de l'eau avec intérêts. Le 31 janvier 2020, le contrôleur des droits d'utilisation de l'eau a transféré un montant de 3 318 \$, représentant le capital de 3 181 \$ et les intérêts courus entre le 28 juin 2017 et le 31 janvier 2020, sur un compte en fiducie constitué par le conseiller juridique externe d'Harrison Hydro L.P. et ses filiales portant intérêt en faveur de ces derniers. Les sociétés en commandite ont déposé leur réponse à la requête le 14 avril 2020. L'audience a eu lieu à Victoria au cours de la dernière semaine de septembre 2020. Une décision a été rendue le 9 février 2021 par la Cour suprême de la Colombie-Britannique, qui a conclu que la décision de l'Environmental Appeal Board était raisonnable et a donc rejeté la requête du contrôleur des droits d'utilisation de l'eau. La Société a comptabilisé le montant de 3 181 \$ dans les comptes consolidés de résultat au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

31. COVID-19

Pour lutter contre la propagation de la COVID-19, les autorités de toutes les régions où la Société mène ses activités ont mis en place des mesures restrictives pour les entreprises. Cependant, à l'exception des avis de réduction reçus de BC Hydro, comme il est décrit à la note 30, *Éventualités*, ces mesures n'ont pas eu d'incidence significative sur la Société jusqu'à présent, car la production d'électricité a été considérée comme un service essentiel dans toutes les régions où la Société exerce ses activités. La production d'énergie renouvelable est vendue principalement par l'entremise de contrats d'achat d'électricité conclus avec des sociétés de services publics et des entreprises ayant une cote de crédit élevée.

Il n'est pas exclu que les mesures restrictives actuelles ou futures puissent avoir un effet négatif sur la stabilité financière des fournisseurs et autres partenaires de la Société ou sur les résultats d'exploitation, la situation financière, les liquidités ou les dépenses d'investissement de la Société. La délivrance de permis et d'autorisations, la négociation et la conclusion d'accords concernant des projets en développement et d'acquisition, les activités de construction et l'approvisionnement en équipements pourraient être touchés de manière défavorable par les mesures restrictives liées à la COVID-19. Les répercussions potentielles globales de la COVID-19 sur les activités de la Société sont inconnues, car la situation pourrait se poursuivre pendant une période prolongée, et dépendront des évolutions futures, qui sont incertaines et qui ne peuvent être prévues, y compris, mais sans s'y limiter, la durée et la gravité de la pandémie, la durée des mesures gouvernementales d'atténuation, l'efficacité des mesures prises pour contenir et traiter la maladie et le temps nécessaire à la reprise des conditions économiques et opérationnelles normales.

Les travaux de construction sur le site du projet hydroélectrique Innavik, qui ont commencé le 7 juillet 2020 après un léger retard, ont progressé sans interruption et devraient reprendre au printemps prochain selon le calendrier prévu. Les travaux de construction du parc éolien Griffin Trail, qui ont commencé au troisième trimestre de 2020, et du parc solaire Hillcrest, se sont poursuivis sans interruption au quatrième trimestre et devraient se poursuivre sans interruption en 2021. La construction du projet éolien Yonne II, qui a commencé au troisième trimestre de 2020, n'a guère été affectée par les mesures restrictives liées à la COVID-19 prises par le gouvernement français, et la construction a été achevée en décembre 2020, sous réserve de la mise en service et des essais.

32. GESTION DU CAPITAL

La stratégie de la Société relativement à la gestion de son capital consiste i) à aménager ou à acquérir des installations de production d'énergie renouvelable de haute qualité qui génèrent des flux de trésorerie durables et stables, dans le but d'obtenir des rendements élevés sur le capital investi et ii) à distribuer des dividendes stables.

La Société compte atteindre ses objectifs :

- en préservant la capacité de production et en améliorant l'exploitation de ses centrales hydroélectriques, de ses parcs éoliens et de ses parcs solaires;
- en acquérant et en aménageant de nouvelles installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables.

La Société maintient sa capacité de production en investissant les liquidités nécessaires pour entretenir et constamment mettre à niveau son matériel. La Société investit également chaque année dans une réserve pour travaux d'entretien majeurs afin de financer tout travail d'entretien important des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens ou des installations solaires qui pourrait être nécessaire pour préserver la capacité de production de la Société.

La Société détermine le montant du capital requis, et sa répartition entre la dette et les capitaux propres, aux fins de l'acquisition et de l'aménagement de nouvelles installations de production d'électricité en fonction des caractéristiques propres en matière de stabilité et de croissance de chacune des installations. Cette détermination vise à assurer la distribution d'un dividende stable tout en maintenant un niveau d'endettement acceptable.

La Société détient une réserve pour l'énergie hydrologique/éolienne. Cette réserve pourrait être utilisée dans le cas où l'encaisse distribuable nette pour n'importe quelle année serait moins élevée que prévu en raison des fluctuations normales en matière d'hydrologie ou de régime de vent, ou encore en raison d'autres facteurs imprévus.

Le capital de la Société est composé des prêts et emprunts à long terme et des capitaux propres. Le total du capital s'élevait à 5 884 813 \$ au 31 décembre 2020.

Les capitaux propres de la Société servent principalement à financer le développement de projets. La Société a recours aux prêts et emprunts à long terme pour financer la construction de ses installations. Elle prévoit financer de 70 % à 85 % de ses coûts de construction principalement au moyen de financement par emprunt à long terme sans recours ou, pour les projets admissibles aux États-Unis, au moyen de financement par participation au partage fiscal.

Le développement et la construction de nouvelles installations, le développement de projets, les charges liées aux projets potentiels et les autres dépenses d'investissement seront financés au moyen des fonds provenant de l'exploitation des installations de la Société, des emprunts et/ou de l'émission d'actions additionnelles. Si les sources de capital externes, y compris l'émission de titres supplémentaires de la Société, deviennent limitées ou non disponibles, la capacité de la Société d'investir les capitaux nécessaires afin de construire de nouvelles installations ou d'entretenir des installations existantes sera compromise. Il n'existe aucune garantie que des capitaux suffisants pourront être obtenus à des conditions acceptables afin de financer le développement ou l'expansion.

En vertu des modalités des facilités de crédit renouvelables, la Société a besoin de maintenir un ratio de levier financier et un ratio de couverture des intérêts. Si les ratios ne sont pas atteints, le prêteur a la capacité de rappeler la facilité.

En ce qui concerne le financement sans recours propre à des projets précis, certaines filiales de la Société doivent maintenir un ratio de couverture de la dette minimal. Si les ratios du financement d'un projet en particulier ne sont pas atteints, les prêteurs pourraient rappeler ce prêt. Certaines clauses financières restrictives pourraient également empêcher les filiales de verser des distributions à la Société.

Toutes les clauses restrictives sont revues sur une base régulière par la Société. Au 31 décembre 2020, sauf indication

contraire, la Société et ses filiales respectaient toutes les conditions financières et non financières importantes liées à leurs conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté et CAÉ. Si elles n'étaient pas respectées, certaines conditions financières et non financières stipulées dans les conventions de crédit, actes de fiducie-sûreté ou CAÉ conclus par diverses filiales de la Société pourraient limiter la capacité de ces filiales de virer des fonds à la Société. Ces restrictions pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société d'honorer ses obligations. Au 31 décembre 2020, les installations Mesgi'g Ugju's'n, Mountain Air, Theil-Rabier et Montjean enfreignaient leur convention de crédit (pour de plus amples renseignements, voir la note 21 – Prêts et emprunts à long terme).

Les objectifs, les politiques et les procédures en matière de gestion de capital de la Société visent à assurer la stabilité et la durabilité du dividende à payer à ses actionnaires et le développement ou l'acquisition d'installations de production d'énergie.

33. INFORMATION SECTORIELLE

Secteurs opérationnels

La Société produit et vend l'électricité générée par ses centrales hydroélectriques, ses parcs éoliens et ses installations solaires à des sociétés de services publics ou à d'autres contreparties solvables. La direction de la Société analyse les résultats et gère les opérations en fonction du type de technologie, ce qui donne lieu à des structures de coûts et à des exigences différentes en matière de compétences pour les équipes opérationnelles. Par conséquent, la Société compte trois secteurs opérationnels : a) la production hydroélectrique, b) la production éolienne et c) la production solaire.

Les « produits proportionnels » correspondent aux produits, plus la quote-part d'Innergex des produits des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. Le « BAIIA ajusté » représente le bénéfice net (la perte nette) avant la charge d'impôt, les charges financières, les amortissements, ajustés pour exclure le montant net des autres produits, la quote-part du bénéfice (de la perte) des coentreprises et des entreprises associées et la variation de la juste valeur des instruments financiers. Le « BAIIA ajusté proportionnel » représente le BAIIA ajusté, plus la quote-part de la Société du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation, les autres produits liés aux CIP et la quote-part d'Innergex des autres produits liés aux CIP des coentreprises et des entreprises associées d'exploitation. Les produits proportionnels, le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel ne sont pas des mesures reconnues par les IFRS et n'ont pas de définition normalisée prescrite par les IFRS. Par conséquent, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs. Les lecteurs sont avisés que les produits proportionnels, le BAIIA ajusté et le BAIIA ajusté proportionnel ne doivent pas être interprétés comme un substitut au résultat net établi conformément aux IFRS.

À l'exception des produits proportionnels, du BAIIA ajusté et du BAIIA ajusté proportionnel décrits ci-dessus, les méthodes comptables relatives à ces secteurs sont les mêmes que celles qui sont décrites à la rubrique « Principales méthodes comptables ». La Société comptabilise à la valeur comptable les ventes intersectorielles et les ventes au titre de la gestion.

Exercice clos le 31 décembre 2020				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits	229 102	333 795	50 310	613 207
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	64 395	31 512	1 875	97 782
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	70 477	—	70 477
Produits proportionnels	293 497	435 784	52 185	781 466
BAIIA ajusté sectoriel	173 869	263 945	39 214	477 028
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	49 826	16 840	1 076	67 742
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	70 477	—	70 477
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	223 695	351 262	40 290	615 247
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	75,9 %	79,1 %	77,9 %	77,8 %

Au 31 décembre 2020	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs ¹
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	150 009	227 422	12 732	390 163
Immobilisations corporelles acquises par l'intermédiaire d'acquisitions d'entreprises (note 4)	—	22 614	61 022	83 636
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	637	1 347	1 620	3 604

1. Les totaux des secteurs comprennent uniquement les projets en exploitation.

Exercice clos le 31 décembre 2019				
Secteurs opérationnels	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Résultats sectoriels
Produits	218 918	304 724	33 400	557 042
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	64 761	37 020	2 118	103 899
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	37 060	—	37 060
Produits proportionnels	283 679	378 804	35 518	698 001
BAIIA ajusté sectoriel	170 023	253 606	31 034	454 663
Quote-part du BAIIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	48 011	21 619	954	70 584
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	—	37 060	—	37 060
BAIIA ajusté proportionnel sectoriel	218 034	312 285	31 988	562 307
Marge du BAIIA ajusté sectorielle	77,7 %	83,2 %	92,9 %	81,6 %

Au 31 décembre 2019	Hydroélectrique	Éolien	Solaire	Totaux des secteurs ¹
Participations dans des coentreprises et des entreprises associées	188 559	252 055	15 582	456 196
Ajouts d'immobilisations corporelles au cours de l'exercice	2 102	12 753	954	15 809
Transfert d'actifs lors de la mise en service	—	526 658	318 429	845 087

1. Les totaux des secteurs comprennent uniquement les projets en exploitation.

Le tableau suivant présente un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS avec les mesures conformes aux IFRS les plus comparables :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019
Produits	613 207	557 042
Quote-part des produits des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	97 782	103 899
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	70 477	37 060
Produits proportionnels	781 466	698 001
Perte nette découlant des activités poursuivies	(29 111)	(53 026)
Charge d'impôt sur le résultat	18 897	118 851
Charges financières	233 143	231 766
Amortissements	228 526	194 579
Dépréciation de participations comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence	26 659	—
Dépréciation de frais de développement de projets	—	8 184
BAlIA	478 114	500 354
Autres produits, montant net	(65 554)	(104 643)
Quote-part (du bénéfice) de la perte des coentreprises et des entreprises associées	7 524	(36 469)
Variation de la juste valeur des instruments financiers	2 025	49 933
BAlIA ajusté	422 109	409 175
Charges non attribuées :		
Frais généraux et administratifs	38 211	32 583
Projets potentiels	16 708	12 905
BAlIA ajusté sectoriel	477 028	454 663
Quote-part du BAlIA ajusté des coentreprises et des entreprises associées d'Innergex	67 742	70 584
CIP et quote-part d'Innergex des CIP générés	70 477	37 060
BAlIA ajusté proportionnel sectoriel	615 247	562 307
Marge du BAlIA ajusté sectorielle	77,8 %	81,6 %

Secteurs géographiques

Au 31 décembre 2020, et exclusion faite de ses investissements dans des coentreprises et des entreprises associées, lesquels sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, la Société avait des participations dans les actifs d'exploitation suivants soit : 29 centrales hydroélectriques, six parcs éoliens et un parc solaire au Canada, 15 parcs éoliens en France, une centrale hydroélectrique, sept parcs éoliens et trois parcs solaires aux États-Unis et un parc solaire au Chili. La Société exerce ses activités dans quatre principaux secteurs géographiques, lesquels sont détaillés ci-dessous :

	Exercices clos les 31 décembre	
	2020	2019
Produits		
Canada	439 224	435 069
France	95 485	94 974
États-Unis	73 802	27 499
Chile	4 696	—
	613 207	557 542

Aux	31 décembre 2020	31 décembre 2019
Actifs non courants, à l'exclusion des instruments financiers dérivés et des actifs d'impôt différé¹		
Canada	3 504 403	3 629 942
États-Unis	1 990 997	1 293 983
France	922 330	891 764
Chili	166 881	142 268
	6 584 611	5 957 957

1. Comprend les participations dans les coentreprises et entreprises associées.

Principaux clients

Les principaux clients sont des clients externes dont les transactions avec la Société représentent 10 % ou plus des produits annuels de la Société. La Société a identifié trois principaux clients. Les ventes de la Société à ces principaux clients sont les suivantes :

Client principal	Secteur	Exercices clos les 31 décembre	
		2020	2019
Hydro-Québec	Production hydroélectrique et éolienne	244 505	249 004
British Columbia Hydro and Power authority	Production hydroélectrique	172 722	158 197
Électricité de France	Production éolienne	92 261	91 701
		509 488	498 902

34. CHIFFRES COMPARATIFS

Certains reclassements ont été effectués dans les états financiers consolidés de l'exercice précédent afin d'améliorer la comparabilité avec les états financiers consolidés de l'exercice en cours.

Par conséquent, certains postes ont été modifiés dans le tableau consolidé des flux de trésorerie ainsi que dans les notes afférentes aux états financiers. Les chiffres comparatifs ont été ajustés pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice à l'étude.

35. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Remboursement des prêts d'Alterra

Le 11 janvier 2021, la Société a remboursé le solde de 90 839 \$ du prêt à terme d'Alterra, qui comprenait une tranche libellée en dollars américains d'un montant de 21 359 \$ US (27 194 \$) représentant le capital et les intérêts courus. De plus, le même jour, deux swaps de taux d'intérêt connexes ont été résiliés, ce qui a entraîné une sortie nette de trésorerie de 3 154 \$.

Taux de dividende applicables aux actions privilégiées

Le 8 janvier 2021, la Société a annoncé la modification des taux de dividende applicables aux actions privilégiées à taux rajustable et à dividende cumulatif, série A ainsi qu'aux actions privilégiées à taux variable et à dividende cumulatif, série B. Pour les actions de série A, le taux de dividende applicable à la période de cinq ans allant du 15 janvier 2021 au 15 janvier 2026, exclusivement, sera de 3,244 % par année, ou 0,2027 \$ par action par trimestre. Pour les actions de série B, le taux de dividende applicable à la période à taux variable trimestrielle allant du 15 janvier 2021 au 15 avril 2021, exclusivement, sera de 2,91 % par année, ou 0,181875 \$ par action par trimestre.

Conditions météorologiques au Texas, aux États-Unis

Le 17 février 2021, la Société a annoncé que les récentes conditions météorologiques hivernales extrêmes sans précédent au Texas ont eu des conséquences sur sa capacité à produire de l'électricité à son parc éolien Flat Top dans le comté de Mills, dont les activités sont revenues à la normale le 20 février 2021. En ce qui concerne le parc éolien Shannon dans le comté de Clay, le parc éolien Foard City dans le comté de Foard et le parc solaire Phoebe dans le comté de Winkler, bien que la production d'électricité se soit poursuivie dans une certaine mesure, l'effet combiné des interruptions de production, des conditions anormales de fixation des prix sur les marchés et des obligations contractuelles de générer une production quotidienne prédéterminée en vertu des couvertures du prix de l'électricité a eu des répercussions financières tant positives que négatives selon les conditions variables à différents moments.

Bien que la hausse des prix du marché a eu une incidence favorable nette sur les produits consolidés et le BAIIA ajusté, la Société a estimé que les répercussions financières négatives de ces événements climatiques se situaient à environ 80 000 \$ sur une base consolidée, en raison de l'incidence défavorable des pertes réalisées sur les couvertures du prix de l'électricité et de la quote-part de la perte des coentreprises et des entreprises associées de la Société, laquelle est également liée aux pertes réalisées sur les couvertures du prix de l'électricité. Le recours à la force majeure et à d'autres possibilités d'atténuation est en cours d'évaluation.

RENSEIGNEMENTS POUR LES ACTIONNAIRES

Siège social

1225, rue Saint-Charles
Ouest, 10e étage
Longueuil (Québec)
J4K 0B9
Tél. 450 928-2550
Télé. 450 928-2544
innergex.com

Relations avec les investisseurs

Jean-François Neault
Chef de la direction
financière
Tél. 450 928-2550 x1207
relationsinvestisseurs@innergex.com

Agent de transfert et agent chargé de la tenue des registres

Pour toute demande de renseignements concernant les certificats d'actions, le paiement de dividendes, un changement d'adresse, ou la livraison électronique de documents destinés aux actionnaires, veuillez communiquer avec :

Services aux investisseurs Computershare inc.

1500, boul. Robert-Bourassa, bureau 700
Montréal (Québec)
H3A 3S8
Tél. 1 800 564-6253
514 982-7555
service@computershare.com

Actions ordinaires - TSX : INE

Innergex énergie renouvelable inc. avait 174 582 586 actions ordinaires émises et en circulation, dont le prix de clôture était de 27,37 \$ l'action, au 31 décembre 2020.

Actions privilégiées de série A - TSX : INE.PR.A

Innergex énergie renouvelable inc. a 3 400 000 actions privilégiées de série A en circulation, d'une valeur nominale de 25 \$ et versant un dividende privilégié annuel au comptant de 0,8108 \$ l'action, payable trimestriellement le 15e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre. Les actions privilégiées de série A sont rachetables par la Société depuis le 15 janvier 2021.

Actions privilégiées de série C - TSX : INE.PR.C

Innergex énergie renouvelable inc. a 2 000 000 d'actions privilégiées de série C en circulation, d'une valeur nominale de 25 \$ et versant un dividende à taux fixe privilégié annuel au comptant de 1,4375 \$ l'action, payable trimestriellement le 15e jour de janvier, d'avril, de juillet et d'octobre. Les actions privilégiées de série C sont rachetables par la Société depuis le 15 janvier 2018.

Débetures convertibles - TSX : INE.DB.B

Innergex énergie renouvelable inc. a des débetures convertibles d'un capital global de 150,0 M\$, portant intérêt au taux de 4,75 % et payables semestriellement le 30 juin et le 31 décembre de chaque année, à compter du 31 décembre 2018. Les débetures sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 20,00 \$ l'action, soit un taux de conversion de 50 actions ordinaires par tranche de capital de 1 000 \$ de débetures. Les débetures convertibles arriveront à échéance le 30 juin 2025 et ne seront pas rachetables avant le 30 juin 2021.

Débetures convertibles - TSX : INE.DB.C

Innergex énergie renouvelable inc. a des débetures convertibles d'un capital global de 143,75 M\$, portant intérêt au taux de 4,65 % par année et payables semestriellement le 31 octobre et le 1er avril de chaque année, à compter du 30 avril 2020. Les débetures sont convertibles au gré du porteur en actions ordinaires d'Innergex à un prix de conversion de 21,90 \$ l'action, soit un taux de conversion de 43,6681 actions ordinaires par tranche de capital de 1 000 \$ de débetures. Les débetures convertibles arriveront à échéance le 31 octobre 2024 et ne seront pas rachetables avant le 31 octobre 2022.

Notes de crédit attribuées par Standard & Poor's

Innergex énergie renouvelable Inc.	BB+
Actions privilégiées de série A	B+/P-4 (élevé)
Actions privilégiées de série C	B+/P-4 (élevé)

Notes de crédit attribuées par Fitch

Innergex Renewable Energy Inc.	BBB-
Actions privilégiées de série A	BB
Actions privilégiées de série C	BB

Régime de réinvestissement de dividendes (RRD)

Innergex énergie renouvelable inc. offre un RRD à l'intention de ses porteurs d'actions ordinaires. Ce régime permet aux porteurs admissibles d'actions ordinaires d'acquiescer des actions supplémentaires de la Société en réinvestissant la totalité ou une partie de leurs dividendes en espèces. Pour plus de renseignements à propos du RRD de la Société, veuillez visiter notre site Web au innergex.com ou communiquer avec la Société de fiducie Computershare du Canada, l'agent responsable du RRD. Veuillez noter que, si vous souhaitez adhérer au RRD mais détenez vos actions par l'entremise d'un courtier ou d'une institution financière, vous devez communiquer avec cet intermédiaire et lui demander d'adhérer au RRD en votre nom.

Auditeur indépendant

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

This document is available in English.
For an electronic version, please visit our website at innergex.com.
For hard copies, please contact info@innergex.com.

INNERGEX

| Énergie renouvelable.
| Développement durable.

Nous créons un monde meilleur
grâce à l'énergie renouvelable.

innergex.com

